



Modélisation et commande non linéaire des hydroliennes couplées à un réseau électrique

Mamadou Dansoko

► To cite this version:

Mamadou Dansoko. Modélisation et commande non linéaire des hydroliennes couplées à un réseau électrique. Traitement du signal et de l'image [eess.SP]. Université Paris-Nord - Paris XIII, 2014. Français. NNT : 2014PA132047 . tel-01274264

HAL Id: tel-01274264

<https://theses.hal.science/tel-01274264>

Submitted on 15 Feb 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ PARIS 13-SORBONNE PARIS-CITÉ
ECOLE DOCTORLE-INSTITUT GALILÉE
Laboratoire de Physique des Lasers

N° attribué par la bibliothèque
| | | | | | | | | |

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ PARIS 13

Discipline: Signaux et Images

Titre:

**Modélisation et commande non linéaire des
hydroliennes couplées à un réseau électrique**

présentée et soutenue publiquement

par

Mamadou DANSOKO

le 11 décembre 2014

Directeurs de thèse:

M. Homère NKWAWO / M. Badié DIOURTE

JURY

M.	VANNIER	Jean Claude	Président
M.	AHMED-ALI	Tarek	Rapporteur
M.	DELALEAU	Emmanuel	Rapporteur
M.	NKWAWO	Homère	Examineur
M.	DIOURTE	Badié	Examineur
Mme	FLORET	Fabienne	Examineur
M.	GOMA	Raphaël	Examineur

Ne regrette rien, il faudra toujours continuer à apprendre et à te perfectionner, et ce n'est pas à l'école que tu pourras le faire. L'école donne des diplômes, mais c'est dans la vie qu'on se forme.

(Amadou Hampâté Ba)

À la mémoire de mon père,

À mes mères,

À toute la famille DANSOKO.

Remerciements

Je voudrais en premier lieu, exprimer toute ma reconnaissance et toute ma gratitude à mes deux Directeurs de thèses, M. Homère NKWAWO, Enseignant Chercheur HDR à l'Université Paris 13 et M. Badié DIOURTÉ, Professeur à l'USTTB de Bamako, qui ont efficacement dirigé mes travaux pendant ces quatre dernières années. Leur franc parlé, leur précision de pensée et leur assiduité dans le travail ont significativement contribué au développement et à l'aboutissement de ce travail de thèse. Je tiens à les remercier non seulement pour tous nos échanges fructueux, tant sur le plan scientifique, pédagogique et méthodologique, mais aussi pour leur qualité humaine et leur disponibilité à chacune de mes sollicitations.

Mes sincères remerciements vont à Mme Fabienne FLORET, Maître de Conférences à l'Université Paris 13, pour ses remarques et ses critiques qui ont amélioré la qualité de ce travail. Ces conseils et ses connaissances en automatique m'ont été d'une aide précieuse pendant mes années de recherches. Je tiens particulièrement à remercier M. Raphaël GOMA, Enseignant Chercheur à l'Université Paris 13 et M. Godpromesse KENNE, Maître de Conférences à l'Université de Dshang au Cameroun, pour leur accompagnement au cours de ces quatre années. Leur connaissance en automatique, en électrotechnique et leur compétence dans le domaine de la pratique ont contribué à l'enrichissement et à l'aboutissement du présent travail.

Je tiens à remercier les autorités administratives de l'université Paris 13 qui ont bien voulu accepter mon inscription en cotutelle au sein de leur université.

Mes sincères remerciements vont également à M. Jean Claude VANNIER, M. Amir ARZANDÉ et M. Damien HUCHET, respectivement, chef du département énergie, chef de travaux du service électrotechnique et informatique industrielle et technicien de laboratoire de SUPELEC pour leur gentillesse et l'excellent cadre de travail qu'ils ont créé pour nos implantations.

Je remercie chaleureusement tous mes amis, particulièrement M. Seydou KEITA et M. Sibiry DIARRA ainsi que tous les enseignants du département de Physique de la Faculté des Sciences et Techniques (FST) de Bamako, pour leur soutien moral, leur encouragement et leur qualité humaine. Mes remerciements chaleureux vont également à M. Mamadou Mamby

KEITA, doctorant à l'Université Paris 13 et enseignant au département physique de la FST de Bamako. C'est avec lui que j'ai partagé mes peines et mes difficultés lors de ces quatre années de recherche. Il a été d'un soutien moral inestimable.

J'adresse aussi mes remerciements à mes parents, à toute la famille « **DANSOKO** » pour leur amour, leurs encouragements et leurs conseils.

Mes remerciements particuliers vont à mon oncle Abdoulaye DANSOKO et à son épouse Batoma DIALLO qui ont été un père et une mère pour moi. Leur respect, leur confiance en moi et leur appui ont été déterminants pendant mon cycle universitaire et mes années de recherche.

Enfin, j'aimerais remercier du fond du cœur les autorités maliennes qui ont su mettre à travers le programme de formation des formateurs (PFF) des moyens énormes qui ont permis de financer intégralement tous mes séjours en France lors de ces quatre dernières années. Je tiens également à remercier M. Sinaly DEMBELE, Maître de conférences et coordinateur de ce programme qui n'a ménagé aucun effort dans le traitement de mes dossiers indispensable pour le renouvellement du financement.

Liste des publications

- [1] **M. Dansoko**, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenné, “Robust Multivariable Sliding Mode Control design for Generator Excitation of marine turbines in Multimachine configuration”, *Electrical Powers and Energy Systems* 63 (2014) 423-428.
- [2] **M. Dansoko**, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenné, “Decentralized sliding mode control for marine turbines connected to grid”, 11th IFAC International Workshop on Adaptation and Learning in Control and Signal Processing, University of Caen Basse-Normandie, Caen, France July, 3-5, 2013.
- [3] **M. Dansoko**, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenné, “Commande par mode glissant des hydroliennes en configuration multimachine”, 1^{ère} Conférence de Recherche en Informatique CRI’2013, ENSP Yaoundé, 12-13 Décembre 2013.

Table des Matières

Introduction générale	1
1. Problématique et motivations.	1
2. Objectifs de la thèse.	2
3. Organisation générale	3
Bibliographie.	6
 Chapitre 1 Généralités sur les hydroliennes	 7
1.1 Introduction.	7
1.2 Différentes formes d'énergie marine.	8
1.2.1 Energie thermique.	8
1.2.2 Energie osmotique.	8
1.2.3 Biomasse marine.	8
1.2.4 Energie offshore.	9
1.2.5 Energie houlomotrice.	9
1.2.6 Energie marémotrice.	9
1.2.7 Energie hydrolienne.	9
1.3 Phénomène de marée.	10
1.4 Concept et technologie des hydroliennes.	12
1.4.1 Composition d'une hydrolienne.	12
1.4.2 Classification des hydroliennes.	13
1.5 Stratégie de maximisation et de limitation de la puissance.	16
1.6 Commande avec et sans asservissement de la vitesse mécanique.	17
1.6.1 Commande avec asservissement de la vitesse mécanique.	17
1.6.2 Commande sans asservissement de la vitesse mécanique.	19
1.7 Intérêt du fonctionnement à vitesse variable.	20
1.8 Convertisseurs électromécaniques.	21
1.8.1 Machine asynchrone à double alimentation.	21
1.8.2 Machine synchrone à aimant permanent.	22
1.8.3 Machine synchrone à rotor bobiné.	23

1.9	Conclusion.	24
	Bibliographie.	25

Chapitre 2 Modélisation du système hydrolien 29

2.1	Introduction.	29
2.2	Modélisation de la marée.	30
2.2.1	Caractéristiques du site du Raz de Sein.	30
2.2.2	Modèle de la marée.	31
2.3	Modélisation de la turbine hydrolienne.	33
2.3.1	Potentiel de la marée et puissance extraite.	33
2.3.2	Modèle BEM (théorie de l'élément des pales-quantité de mouvement)	35
2.4	Modèle du multiplicateur et de l'arbre.	37
2.5	Modèle de la génératrice synchrone.	38
2.5.1	Représentation d'état des systèmes.	39
2.5.2	Notion d'unité réduite ou p.u.	39
2.5.3	Transformation de Park.	40
2.5.4	Modèle de la génératrice synchrone dans le référentiel de Park. . . .	42
2.5.5	Paramètres techniques de la génératrice synchrone.	44
2.5.6	Représentation d'état de la machine synchrone.	46
2.5.7	Génératrice synchrone d'ordre 3 connectée au bus infini.	48
2.5.8	Estimation de l'angle de puissance et de la tension terminale.	50
2.6	Conclusion.	52
	Bibliographie.	53

Chapitre 3 Commande non linéaire d'une hydrolienne couplée au réseau électrique 57

3.1	Introduction.	57
3.2	Introduction à la structure variable.	59
3.2.1	Généralités.	59
3.2.2	Commande à modes glissants.	59
3.3	Stabilité d'un système par la théorie de Lyapunov.	60
3.3.1	Méthode directe de Lyapunov.	60
3.3.2	Fonction de Lyapunov et stabilité.	60

3.4	Application au système hydrolien génératrice synchrone.	61
3.4.1	Objectifs de la commande.	61
3.4.2	Synthèse de la loi de commande.	62
3.4.3	Résultats de simulation.	64
3.4.4	Discussion.	67
3.5	Contrôleur linéaire classique (AVR-PSS).	68
3.5.1	Constitution de la commande.	68
3.5.2	Détermination des paramètres de la commande.	69
3.6	Résultats de simulation.	70
3.7	Discussions.	71
3.8	Conclusion.	71
	Bibliographie.	73

Chapitre 4 Commande des Hydroliennes en configuration multi-machine 75

4.1	Introduction.	75
4.2	Système multi-machine.	76
4.3	Modèle du réseau électrique d'interconnexion.	77
4.4	Réseau électrique local multi-machine.	78
4.4.1	Modèle du réseau électrique local.	78
4.4.2	Commande décentralisée par mode glissant.	80
4.4.3	Résultats de simulation.	83
4.4.4	Discussion.	87
4.5	Réseau électrique multi-machine connecté à un bus infini.	88
4.5.1	Modélisation du système multi-machine connecté à un bus infini.	89
4.5.2	Commande du système multi-machine connecté au bus infini.	90
4.5.3	Résultats de simulation.	91
4.5.4	Discussion.	95
4.6	Conclusion.	95
	Bibliographie.	96

Chapitre 5 Validation Expérimentale 99

5.1	Introduction.	99
5.2	Présentation du banc d'essai.	100
5.2.1	Partie tournante.	102
5.2.2	Dynamo tachymétrique.	103

5.2.3	Convertisseurs de tension.	103
5.3	Conditions de couplage au réseau.	103
5.4	Observateur de la puissance mécanique.	104
5.5	Résultats.	104
5.6	Discussion.	112
5.7	Conclusion.	113
	Bibliographie.	115
Conclusion et perspectives		117

Annexes

Introduction générale

1. Problématique et motivations

La rivalité des grandes nations au cours du siècle dernier a fortement contribué au développement de l'industrie ainsi qu'à l'émergence des appareils électriques. Ce phénomène a entraîné une demande considérable en énergie électrique qui ne cesse de s'accroître aujourd'hui. Pour couvrir cette demande, les grandes nations se sont focalisées sur les sources d'énergie dites conventionnelles, dont les principales sont les centrales thermiques et nucléaires. L'utilisation de ces centrales thermiques dépend des réserves pétrolières qui s'épuisent de jour en jour. Leur inconvénient majeur réside dans l'émission des gaz qui polluent énormément l'atmosphère. Une solution à ce problème fut le développement des centrales nucléaires qui, contrairement aux centrales thermiques n'engendrent pas de pollution atmosphérique. Cependant, le traitement et l'enfouissement des déchets nucléaires qui restent hautement radioactifs durant des années et le réchauffement climatique causé par le refroidissement des réacteurs nucléaires mettent actuellement en cause la viabilité du nucléaire. En plus de ces problèmes environnementaux, les risques d'accident nucléaire comme ceux observés en Russie et récemment au Japon font que cette forme d'énergie présente un réel danger pour les futures générations. Pour atténuer ces problèmes environnementaux liés à l'exploitation des ressources énergétiques fossile et nucléaire ainsi qu'à leur épuisement, les pays développés ainsi que certains pays en voie de développement se sont résolument tournés vers les sources d'énergies dites renouvelables. Malgré les efforts institutionnels et politiques, il faut reconnaître qu'à ce jour cette forme d'énergie ne représente qu'une portion de l'énergie mondiale produite et le défi actuel est de l'augmenter significativement afin de réduire la part des sources d'énergies dégradant l'environnement. C'est dans cette dynamique que l'énergie éolienne avait été développée, mais les réalités environnementales actuelles exigent plus. Comme la plupart des sources d'énergie renouvelable, l'énergie éolienne présente un caractère aléatoire et très fluctuant; ce qui altère la qualité de la puissance injectée sur le réseau auquel elle est connectée. Ce fait constitue l'une des raisons principales de la perte de stabilité des réseaux à fort taux d'éoliennes, qui, en réalité n'étaient pas initialement conçus pour recevoir ces types de systèmes. L'intégration au réseau d'un tel système engendre donc des problèmes de réglage en tension et en fréquence

ainsi qu'une vulnérabilité aux perturbations électriques (creux de tension, court-circuit,...). Ce problème est généralement résolu par l'utilisation d'une interface d'électronique de puissance entre la source de production et le réseau, ce qui introduit des coûts supplémentaires et peut engendrer des problèmes techniques de dimensionnement. Les perturbations du réseau (court-circuit, changement brusque de la fréquence) déstabilisent aussi le système éolien. Dans ces conditions, ce dernier ne peut plus être utilisé par le gestionnaire de réseau pour assurer la stabilité en tension et en fréquence car ses protections internes le déconnectent du réseau. De plus, ces perturbations entraînent non seulement une détérioration mais aussi une possible destruction du convertisseur de puissance, surtout s'il n'est pas protégé. Pour toutes ces raisons, l'énergie hydrolienne se présente aujourd'hui comme l'une des sources d'énergie renouvelable les plus intéressantes, grâce à son énorme potentiel mondial estimé à une puissance de 100 GW [Ben 08], ce qui représente un gisement considérable non négligeable. Bien que, les dynamiques du vent soient totalement différentes de celles de la marée, les hydroliennes utilisent les mêmes principes que les éoliennes, elles peuvent donc s'appuyer sur des techniques viables et éprouvées. En ce qui concerne la production d'énergie avec des hydroliennes installées en moyenne profondeur, la marée est totalement prédictible et sa vitesse varie très lentement; ce qui explique la facilité d'intégration des hydroliennes au réseau électrique par rapport à beaucoup de sources d'énergie renouvelable. Dans ces conditions, la connexion au réseau électrique peut se faire sans passer par une interface d'électronique de puissance à condition que :

- Les interactions entre les hydroliennes reliées entre elles (multi-machines) et le réseau électrique soient prises en compte,
- De nouvelles stratégies de commande prenant en compte le caractère non linéaire et multivariable soient développées, et,
- Le comportement du système reste satisfaisant en ce qui concerne l'accrochage du système de production d'énergie au réseau électrique malgré les perturbations.

2. Objectifs de la thèse

L'objectif visé par cette thèse est, d'étudier en simulation le comportement dynamique des hydroliennes commandées et directement couplées au réseau électrique, puis, d'implémenter sur bancs d'essais des commandes non linéaires pour la validation expérimentale des modèles de simulation.

Les travaux déjà réalisés sur le contrôle des hydroliennes traitent d'une part, la régulation de la fréquence avec une commande à modes glissant d'ordre supérieur [Ben 11], et d'autre part, l'utilisation d'une commande linéaire pour le couplage au réseau électrique [And 08]. À noter que ces techniques de commande sont développées pour un système

hydrolien mono machine, utilisant une génératrice synchrone à aimant permanent. Les auteurs du premier article, régulent la fréquence mais pas la tension. La connexion au réseau du système est donc impossible. Les auteurs du second article, connectent leur système au réseau via un convertisseur régulé par un correcteur linéaire, qui n'est robuste que localement. Notre étude concernera la continuité des travaux de [Ben 11, And 08], c'est-à-dire le développement d'un contrôleur non linéaire pour réguler non seulement la fréquence mais aussi la tension d'un système hydrolien connecté au réseau sans passer par un convertisseur de puissance.

Le premier thème abordé dans cette thèse est la régulation simultanée de la tension et de la fréquence d'un système hydrolien mono machine utilisant une génératrice synchrone à rotor bobiné. La technique de synthèse du contrôleur non linéaire par mode glissant proposé pour cette connexion directe est inspirée des travaux de [Ken 10] pour une génératrice synchrone connectée au bus infini. Le besoin d'augmenter la production d'énergie « verte » nécessite l'association d'hydroliennes. Ce fait nous amène à traiter dans le second thème le comportement dynamique des génératrices synchrones interconnectées et entraînées par des turbines hydroliennes. Généralement, un système de production d'énergie renouvelable est connecté à un réseau de forte puissance. Par conséquent, le troisième thème abordé dans cette thèse, concerne le système hydrolien multi-machine connecté à un bus infini. Dans ces configurations, le réseau électrique multi-machine est modélisé par une matrice d'admittance dont l'effet est pris en compte dans la synthèse des nouvelles lois de commande décentralisée. Dans le souci de valider expérimentalement les résultats de simulation obtenus, le dernier thème sera consacré à l'implantation sur banc d'essai de la commande non linéaire proposée pour le système hydrolien mono machine. À noter que l'implantation sur banc d'essai des commandes non linéaires décentralisées n'a pu être effectuée à cause d'un problème d'entraînement observé sur la machine 2.

3. Organisation générale

Le travail de thèse présenté dans ce mémoire est organisé en cinq chapitres.

Le premier chapitre présente les différentes formes d'énergie marine puis, une étude détaillée sur les hydroliennes et le phénomène de marée. Ces hydroliennes sont ensuite étudiées et classées suivant leur technologie, leur mode de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) et le mode de récupération d'énergie cinétique des courants de marée. L'optimisation de cette énergie récupérée est décrite suivant deux stratégies de commande (commande avec asservissement et sans asservissement de la vitesse mécanique). À la fin de ce chapitre, les différentes chaînes de conversion d'énergie hydrolienne seront présentées avec les différentes possibilités de connexion au réseau électrique.

Le deuxième chapitre décrit la modélisation complète de la chaîne de conversion hydrolienne basée sur une génératrice synchrone à rotor bobiné. On commence par modéliser la marée en tenant compte des caractéristiques hydrographiques et géométriques du site du Raz de Sein (Bretagne, France). Puis, la turbine est modélisée par sa puissance extraite et sa performance hydrodynamique est expliquée à travers la théorie BEM (Blade Element Momentum) qui est la meilleure dans la conception des pales. L'arbre est modélisé par un gain et le modèle à deux masses choisi est présenté en fonction des hypothèses faites sur certaines parties tournantes. Enfin, une étude détaillée est faite sur le modèle simplifié de la génératrice synchrone en justifiant les simplifications. Ces modèles nous permettront pour la suite de synthétiser plus facilement les correcteurs proposés.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude et à la synthèse de la loi de commande non linéaire par mode glissant pour une hydrolienne connectée au réseau électrique. Au début, un bref rappel est fait sur la commande à modes glissants et sur les méthodes de Lyapunov qui permettent de garantir la stabilité du système contrôlé. Ensuite, une loi de commande par mode glissant est synthétisée pour assurer le couplage direct au réseau électrique du système hydrolien mono machine. Puis, un premier résultat de simulation sur une période de marée est présenté afin de s'assurer que les oscillations de fréquence et de tension sont admissibles pour un couplage direct du système hydrolien au réseau électrique. Enfin, un second résultat de simulation est présenté sur une période de 20 secondes permettant d'évaluer les performances du contrôleur non linéaire proposé par rapport à celles du contrôleur classique AVR-PSS (Automatic Voltage Regulator, Power Systems Stabilizer). Cette étude comparative est faite en présence de perturbations électrique et mécanique (court-circuit, chute de la puissance mécanique).

Le quatrième chapitre présente la modélisation et la commande des hydroliennes en configuration multi-machine. Cette modélisation est faite par une matrice d'admittance qui établit un lien entre les courants et les tensions injectés au niveau des nœuds du réseau d'interconnexion. Deux types de réseau multi-machine sont étudiés: le premier est un réseau local formé d'hydroliennes interconnectées et le second est un réseau multi-machine d'hydroliennes interconnectées et connectées à un réseau de forte puissance. Pour assurer l'interconnexion, deux lois de commandes non linéaires décentralisées sont synthétisées sur la base des spécificités du modèle de chaque réseau multi-machine. Enfin, ces systèmes multi-machines commandés sont simulés sous perturbations électriques et mécaniques afin de comparer les performances des contrôleurs non linéaires proposés par rapport au contrôleur classique AVR-PSS.

Dans le dernier chapitre, le système hydrolien mono est implémenté en temps réel sur un banc d'essai. Cette implémentation exige la connaissance de tous les états entrant dans la

conception du correcteur non linéaire, ce qui nous amène à utiliser un observateur de la puissance mécanique qui est une entrée inaccessible à la mesure. Le moteur à courant continu qui entraîne la génératrice synchrone est commandé par un convertisseur alternatif-continu (pont tout thyristors), afin de reproduire le plus fidèlement possible le comportement de la turbine hydrolienne sous l'effet de la marée. Les correcteurs, non linéaire proposé et classique AVR-PSS agissent sur la roue polaire par l'intermédiaire d'une alimentation commandable pour réguler la tension terminale et la fréquence de la génératrice synchrone. Pour conclure ce chapitre, les résultats d'implémentation sont présentés, permettant en pratique, de comparer les performances des correcteurs non linéaires et linéaires et de valider le modèle de simulation.

Bibliographie :

- [And 08] M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, J. Guiraud. Intégration d'une hydrolienne au réseau, MPPT et qualité de l'énergie. *Revue des énergies renouvelables Vol. 11 N°4 (2008) 493 – 502.*
- [Ben 08] S.E. Ben Elghali. Modélisation et Commande d'une Hydrolienne Equipée d'une Génératrice Asynchrone Double Alimentation. JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [Ben 11] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier A.A. Tarek, I. Munteanu. Experimental Validation of a Marine Current Turbine Simulator: Application to a Permanent Magnet Synchronous Generator-Based System Second-Order Sliding Mode Control. *IEEE Transactions on Industrials Electronics*, Vol. 58, N°. 1, January 2011.
- [Ken 10] G. Kenné, R. Goma, H. Nkwawo, F. Lamnabhi-Lagarrigue, A. Arzandé and J.C. Vannier (2010). Real-time Transient Stabilization and Voltage Regulation of Power Generators with Unknown Mechanical Power Input. *ELSEVIER Energy Conversion and Management* 51 pp 218–224.

Chapitre 1

Généralités sur les hydroliennes

1.1 Introduction

Les océans couvrent plus de 70% de la surface du globe terrestre et sont le siège d'une importante quantité de sources d'énergie [Ben 07, Mul 06]. L'extraction de l'énergie de ces sources connaît des problèmes d'ordre technologique et économique, dus aux difficultés liées à l'implantation des systèmes de production dans le milieu marin et au transport de l'énergie produite sur la terre ferme [Ben 08]. Le nombre réduit de zones potentiellement et économiquement exploitables associé aux coûts élevés des techniques de production actuelle font que la vulgarisation de ces formes d'énergie a pris un énorme retard par rapport à l'énergie éolienne. Cependant, l'une de ces sources d'énergie, celle liée aux courants de marée, est devenue le centre d'intérêt de plusieurs chercheurs et industriels à cause de sa grande prédictibilité et de son énorme potentiel estimé à une puissance de 100 GW [Ben 07, Ben 10]. La France possède la deuxième réserve européenne, derrière le Royaume Uni, répartie entre le Raz Blanchard (3 GW), Fromveur (2 GW) et le Raz de Sein (1 GW) [Ben 08]. Les hydroliennes qui captent une partie de l'énergie cinétique de ces courants de marée, produisent de l'énergie électrique suivant le même principe que les éoliennes. Leur technologie évolue rapidement car elles peuvent s'appuyer sur les données océanographiques fiables et sur les techniques performantes obtenues avec les éoliennes. Par ailleurs, l'eau de mer est plus dense que l'air, ce qui permet aux hydroliennes de produire environ 800 fois la puissance d'une éolienne pour les mêmes dimensions et conditions de fonctionnement (même vitesse de la ressource, même rendement de conversion) [Edf 05, Rap 13].

Dans ce chapitre, nous ferons un bref rappel des différentes formes d'énergie marine et plus particulièrement celles issues des courants de marée. Les hydroliennes seront classées suivant leur technologie et leur mode de fonctionnement à vitesse fixe ou variable sera étudié. De plus, la stratégie de maximisation de la puissance extraite sera présentée en fonction de la vitesse de marée. Enfin, les convertisseurs d'énergie électriques utilisés dans les technologies hydroliennes seront étudiés ainsi que leur mode de couplage au réseau électrique.

1.2 Différentes formes d'énergie marine

La surface des océans capte annuellement une énorme quantité d'énergie solaire qui est transférée vers le fond. Cette énergie est primordiale pour le déplacement des masses d'air (vent) qui sont à l'origine de la houle et est vitale pour la population marine, notamment les algues. En dehors de l'énergie solaire, les interactions gravitationnelles terre-lune-soleil créent à quelques dizaines de mètres sous la surface de l'eau des déplacements de masse d'eau [Mul 06]. Ces phénomènes liés d'une part au soleil et d'autre part aux interactions gravitationnelles sont sources de plusieurs formes d'énergies renouvelables dont l'exploitation judicieuse pourrait réduire de manière significative les sources d'énergie dégradant l'environnement.

1.2.1 Energie thermique marine

La surface des cours d'eau est un véritable capteur de rayonnement solaire, ce qui crée une différence de température entre la surface et le fond. L'exploitation de cette forme d'énergie appelée énergie thermique marine au moyen des machines thermodynamiques est particulièrement intéressante pour les zones équatoriales et tropicales [Mul 06].

1.2.2 Energie osmotique

Elle est basée sur la différence de salinité entre l'eau douce et l'eau de mer qui crée un phénomène de diffusion (osmose). En utilisant une membrane spécifique, ce phénomène produit une pression osmotique permettant d'entraîner les turbines. Le début des années 1970 a vu les premiers systèmes de conversion qui sont malheureusement restés à l'état de projet sans évolution notable [Mul 06]. Il a fallu attendre l'année 2009 pour que le premier prototype installée en Norvège voit le jour. Les systèmes de production de cette forme d'énergie sont peu rentables en termes de production d'énergie électrique, ce qui explique que ce premier prototype qui ne produit que 4 kW a nécessité un investissement énorme et l'installation d'une grosse centrale [Rap 13].

1.2.3 Biomasse marine

Les algues notamment les micros algues riches en lipides permettent de produire du carburant ou du biogaz avec des rendements très supérieurs à ceux des plantes terrestres. À ce jour, il est techniquement impossible de déterminer avec exactitude la quantité de micros algues nécessaires pour une extraction économiquement rentable. Cependant, elles suscitent la convoitise des grands groupes pétroliers même s'il n'y a pas encore d'applications industrielles [Mul 06, Guy 09].

1.2.4 Energie éolienne offshore

Les vents marins sont très soutenus et réguliers, l'exploitation de leur énergie par des éoliennes sur mer permet d'avoir des performances exceptionnelles. La production en mer présente deux avantages : une meilleure productivité et une réduction de l'impact visuel. En revanche, elle présente, comme les autres ressources marines, des difficultés technico-économiques liées au transport de l'électricité à terre vers les lieux de consommation. Pour cette raison, les éoliennes offshore sont généralement limitées à une distance de 40 km des côtes [Mul 06].

1.2.5 Energie houlomotrice

Le contact du vent avec la surface de la mer crée des vagues dont le mouvement ondulatoire appelé houle peut s'étendre sur plusieurs kilomètres. L'exploitation de leur énergie est appelée l'énergie houlomotrice et tout comme le vent elle est aussi aléatoire. Les systèmes développés actuellement exploitent l'énergie de déferlement des vagues sur les côtes, plus nombreux sont ceux qui exploitent l'énergie d'ondulation des vagues en pleine mer. Il faut tout de même noter que le rendement de conversion est faible, de l'ordre de 10% [Mul 06].

1.2.6 Energie marémotrice

C'est l'exploitation de l'énergie potentielle de la marée (différence de niveau entre deux masses d'eau), cela nécessite l'utilisation des barrages ou des bassins de retenues d'eau. Ce fait bouleverse les équilibres écologiques en modifiant la faune et la flore dans les zones environnantes. En plus, les installations de production (usines marémotrices) de cette forme d'énergie gênent énormément la navigation. Le développement de ces usines est freiné par un coût d'investissement énorme, ce qui explique qu'à ce jour, il n'y ait que trois usines marémotrice en activité dans le monde. L'usine de la Rance en France, est d'ailleurs la plus importante avec une capacité de 240 MW [Guy 09].

1.2.7 Energie hydrolienne

C'est l'exploitation de l'énergie cinétique des courants de marée suivant le même principe de base que les éoliennes. Ces courants de marée sont totalement prédictibles et leur potentiel énergétique est très supérieur à celui des systèmes à barrage ayant des impacts environnementaux contestés [Mul 06]. Un des avantages est que les hydroliennes sont installées près des côtes (environ 20 km) et à quelques dizaines de mètre de profondeur, ce qui, comparativement aux éoliennes offshore facilite l'exportation de l'énergie électrique sur la terre ferme.

Vue le potentiel énergétique, le faible impact écologique et la prédictibilité de la ressource, il s'avère que l'énergie hydrolienne (énergie des courants de marée) est particulièrement intéressante et révolutionne aujourd'hui le monde énergétique. Par conséquent elle fera l'objet de cette étude.

1.3 Phénomène de marée

La marée est constituée par la montée et la descente du niveau de l'océan (ou de la mer) sous l'influence de l'attraction que la lune et soleil exercent sur la terre (lune 61%, soleil 39%). L'effet du soleil, dû à sa position éloignée s'ajoute ou compense celui de la lune et lorsque celle-ci est à la verticale d'un point océanique, la surface de l'océan a tendance à monter créant une pleine mer (PM). Lorsqu'en un lieu on aperçoit la lune à l'horizon, la surface de l'océan en ce lieu aura tendance à baisser créant ainsi une basse mer (BM). Les courants qui accompagnent la pleine mer sont appelés courants de flux ou flot et ceux accompagnant la basse mer sont appelés courant de reflux ou jusant. Ils sont giratoires au large, mais la proximité des côtes les transforme en courants presque sinusoïdaux, ce qui facilite d'ailleurs leur exploitation. Les marées sont de type, semi diurne (deux pleines mers et deux basses mers par jour), diurne (une pleine mer et une basse mer par jour), et mixte (tantôt une pleine et une basse mer par jour, tantôt deux pleines et deux basses mers par jour). Sous l'effet de l'attraction gravitationnelle, la terre est à la fois attirée et repoussée par la lune et les océans sont soumis à deux forces, l'une dans la direction de la lune et l'autre dans sa direction opposée. La rotation de la terre autour de son axe fait qu'un point situé sur la terre passe par ces deux positions, on observe alors deux pleines mers par jour. Ce même point passera par deux positions perpendiculaires à la direction des deux forces, on observe alors deux basses mers dans la même journée. Pour des lieux de la terre où la latitude est élevée, l'astre n'atteint pas l'horizon car sa déclinaison est importante. En ces lieux, les composantes semi diurnes sont très négligeables, par conséquent, on observe une pleine mer et une basse mer par jour. Pour certains lieux, si la lune est à l'équateur, on observe deux pleines mers et deux basses mers par jour et si elle est proche de sa déclinaison maximale, on observe une pleine mer et une basse mer par jour. La durée séparant deux pleines mers (ou deux basses mers) est de 24h50mn pour les marées de type diurne et 12h25mn pour les marées de type semi diurne. Quand la terre tourne sur elle-même, la lune aussi effectue $1/28^{\text{ème}}$ de tour au même moment, ce qui explique ce décalage de 50 minutes de la marée chaque jour [Edf 05, Ifr 01].

Les marées sont totalement prédictibles, non seulement dans le temps (sur plusieurs années) mais aussi en intensité (vitesse des courants). Ce caractère prédictible est extrêmement important pour l'intégration avec succès des hydroliennes au réseau électrique [Ben 11].

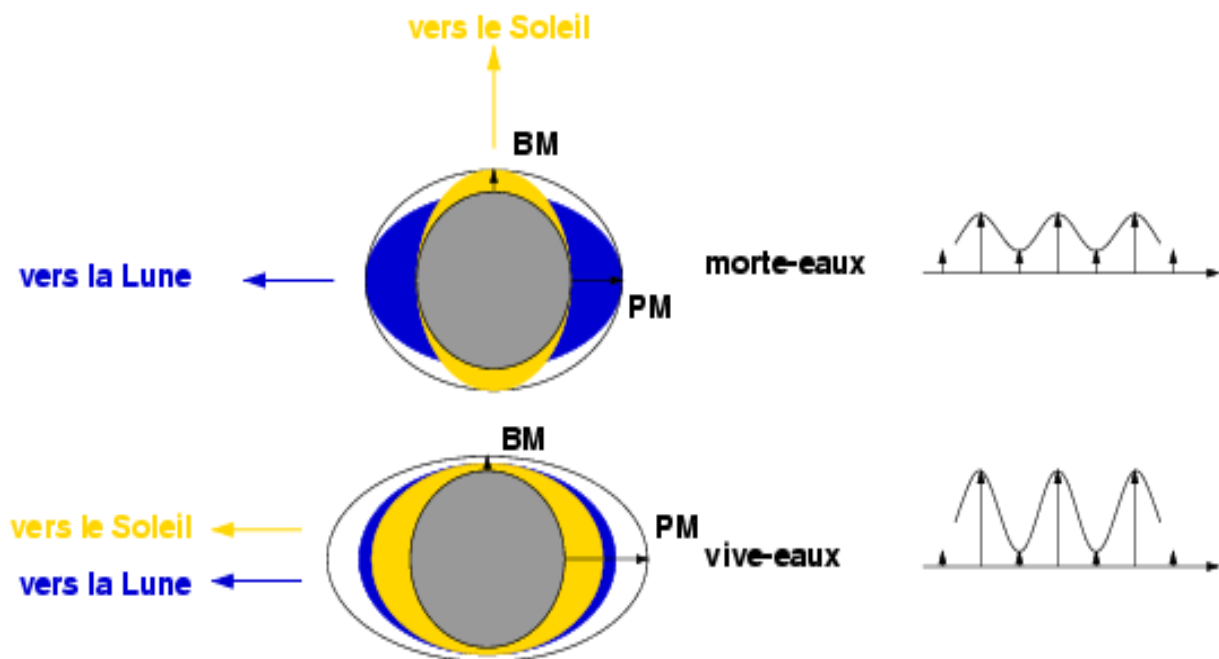


Fig.1.1 influence de la lune et du soleil sur le phénomène de marée [Edf 05]

Quand les trois astres (terre, lune, soleil) sont alignés, phénomène de syzygie, on a les marées de vives eaux correspondant à la nouvelle et pleine lune (première et troisième semaine du cycle lunaire). Si les trois astres forment un angle droit, les marées sont de mortes eaux, ce qui correspond à la deuxième et dernière semaine du cycle lunaire (Fig.1.2).

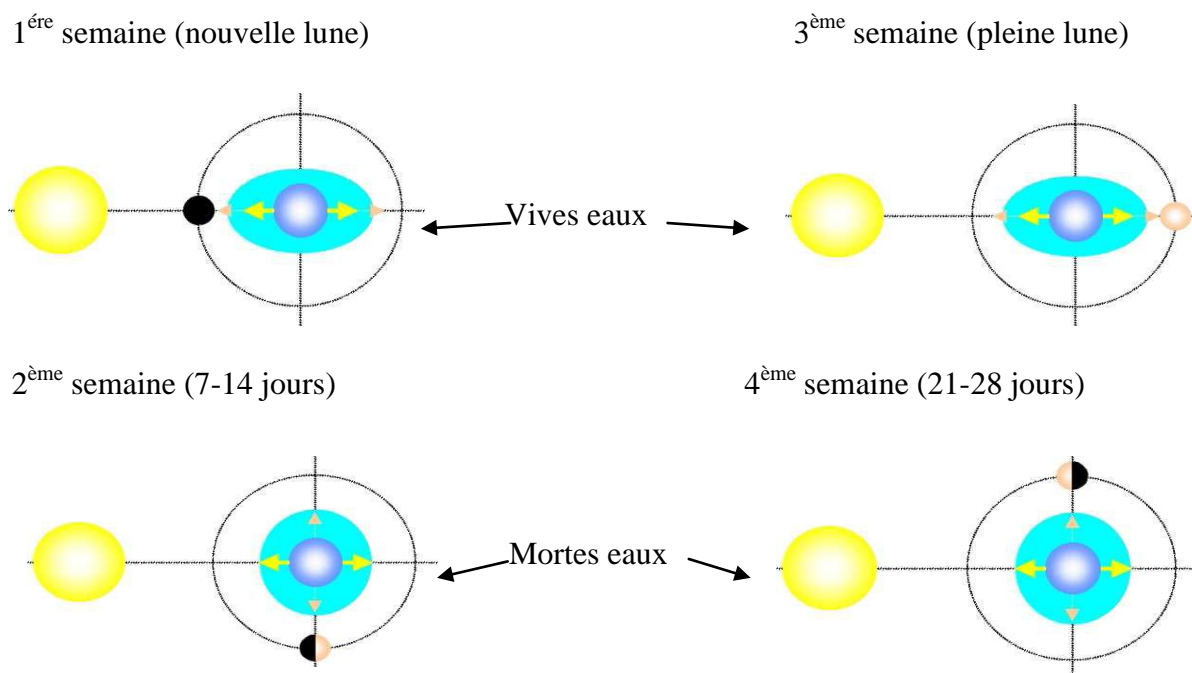


Fig.1.2 Cycle lunaire des vives et mortes eaux [Ifr 01].

1.4 Concept et technologie des hydroliennes

Une hydrolienne est un capteur d'énergie cinétique des courants de marée qui permet de produire l'énergie électrique via un alternateur. Son concept progresse très rapidement vue la grande similarité qu'elle présente avec la technologie éolienne [Dav 04, Ben 08]. Malgré cette grande similarité, les caractéristiques de l'environnement marin font que sa constitution diffère un peu de celle de l'éolienne. À ce jour, plusieurs technologies ont vu le jour et suivant les contraintes (possibilité de navigation au dessus, profondeur, nature du fond...) liées à un site d'implantation, une technologie peut être mieux adaptée que d'autres.

1.4.1 Composition d'une hydrolienne

Généralement, une hydrolienne est composée de :

- ***Le mât ou ancre***

Il permet de fixer l'hydrolienne sur le fond marin.

- ***La turbine***

Portant plusieurs pales (deux à dix), elle capte l'énergie cinétique et se met en rotation sous l'effet des courants.

- ***Le générateur***

Il est composé de :

- ❖ ***Le rotor***

C'est l'axe sur lequel est fixé les pales. Il est conçu de manière à tourner toujours dans le même sens.

- ❖ ***L'alternateur***

C'est le générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique fournie par la turbine au rotor en énergie électrique.

- ❖ ***Le flotteur***

C'est un élément réglable permettant d'obtenir un meilleur rendement.

- ❖ ***Le stabilisateur***

C'est le système qui permet à l'hydrolienne d'extraire l'énergie dans les deux sens.

Ces éléments constitutifs de l'hydrolienne sont illustrés sur la figure ci-dessous.

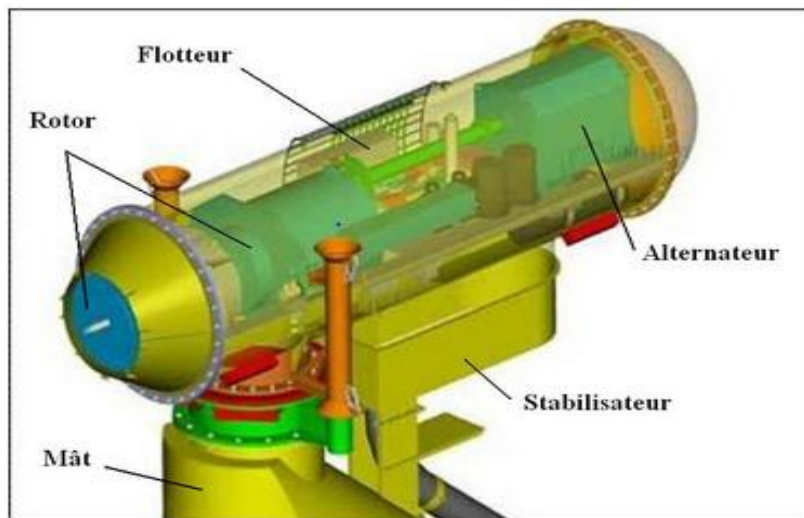


Fig.1.3 Composants d'un générateur hydrolien [Tpe 11]

1.4.2 Classification des hydroliennes

Suivant la technologie et le mode d'extraction, on peut classer les hydroliennes en deux grandes catégories :

- *Première classification (suivant la technologie)*

Tout comme les éoliennes, les hydroliennes peuvent être à axe horizontal ou vertical. Cependant, d'autres technologies ont été développées afin de mieux extraire l'énergie marine de certains sites. Suivant la technologie et le mode d'immersion, ces hydroliennes peuvent être classées comme suit :

Physiquement, les hydroliennes à axe horizontal (Fig.1.4.a) se rapprochent le plus de la technologie éolienne. Ces hydroliennes, généralement bipales ou tripales sont fixées sur le fond marin à l'aide d'un pieu et leur profondeur d'implantation est estimée à quelques dizaines de mètres (inférieure à 100m). L'atout majeur de cette technologie est son meilleur rendement de conversion par rapport aux autres.

Les hydroliennes à axe vertical (Fig.1.4.b) sont constituées d'une plate forme flottante contenant un générateur entraîné par une turbine tripale. L'avantage d'un tel système est son indépendance vis-à-vis du sens du courant et son inconvénient réside dans le phénomène de cavitation qui agit sur toute la pale.

La technologie à aile battante (Fig.1.4.c) est généralement un trépied fixé sur le fond marin dont les pales font face aux courants. Les oscillations du bras entraînent le pompage du fluide pour générer de l'énergie électrique. Le principal avantage de ce système est l'absence

quasi-totale du risque de cavitation dû à la forme des pales. Le pompage du fluide alimente un moteur hydraulique qui est couplé au générateur électrique, par conséquent, l'inconvénient d'un tel système est qu'en plus du générateur il faut obligatoirement un moteur hydraulique.

Les hydroliennes utilisant une roue à aubes flottantes (Fig.1.4.d) sont très proches de la forme conventionnelle des moulins à eaux. À mi immergées, elles sont équipées d'un cylindre étanche qui tourne sous l'effet des courants. Ce mouvement entraîne un générateur électrique qui peut être placé soit sur le côté soit à l'intérieur du cylindre. L'atout principal de cette hydrolienne est sa simplicité, son faible coût et sa facilité de maintenance par rapport aux hydroliennes totalement immergées. Le mouvement des eaux de surface est lié en partie au vent, ce qui fait que cette forme d'énergie est aléatoire et son intégration au réseau devient plus délicate que celle des hydroliennes totalement immergées. De plus cette technologie est moins acceptée car elle gêne la navigation et la pêche et présente des risques en cas de coupure des amarres.

La figure ci-dessous permet d'illustrer ces différentes technologies qui sont mieux détaillées dans [Rap 13, Ben 09, Guy 09, Edf 05].

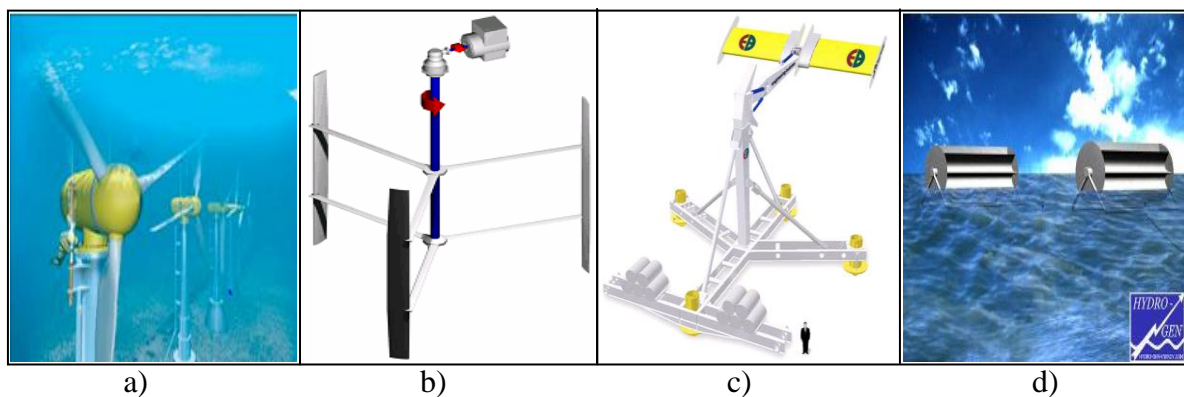


Fig.1.4 Différentes technologies d'hydrolienne: a) Hydrolienne à axe horizontal ou à flux axial, b) Hydrolienne à axe vertical ou à flux transverse, c) Hydrolienne à aile battante ou oscillante, d) Hydrolienne utilisant des roues à aubes flottantes.

- *Deuxième classification (suivant le mode de récupération)*

❖ *Mode libre*

La turbine est placée dans l'environnement marin, et récupère son énergie cinétique sans l'intervention d'aucun autre dispositif. C'est le cas des technologies citées dans la première classification (Fig.1.4).

❖ *Mode canalisé (effet Venturi)*

Ces hydroliennes exploitent l'énergie marine suivant « l'effet venturi », c'est-à-dire l'accélération d'un fluide dans une conduite dont le diamètre se rétrécit [Lun 10]. Ainsi une petite turbine peut être utilisée pour produire une quantité plus grande d'énergie. Les prototypes déjà installés utilisent une turbine hydrolienne à axe horizontal. Ce concept a déjà été utilisé pour la propulsion des navires. Certains prototypes sont capables de fonctionner bi directionnellement et disposent d'un système permettant de faire sortir la turbine de la conduite, minimisant ainsi les difficultés d'entretien.

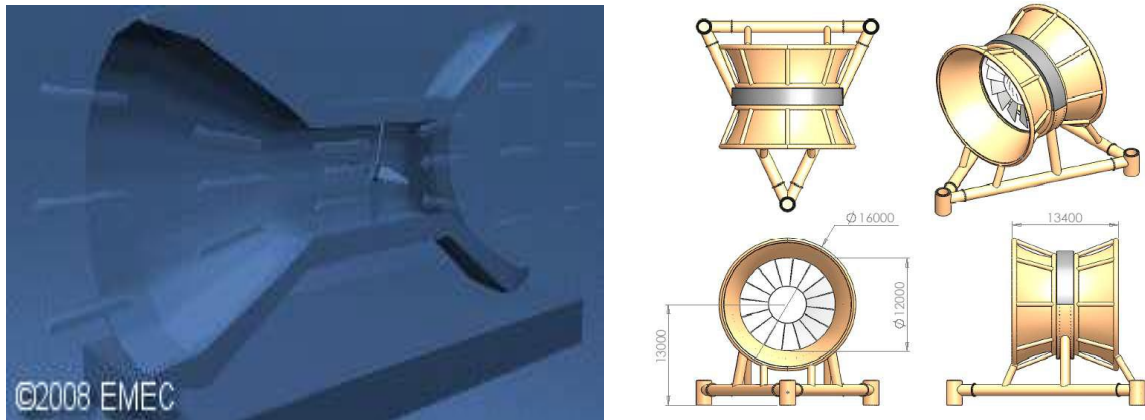


Fig.1.5 Hydroliennes à effet Venturi

Les côtes bretonnes possèdent des courants dont la vitesse peut atteindre 3 m/s et certains de ses sites potentiellement exploitables comme celui du Raz de Sein ont des profondeurs d'environ 40 m. Dans cette zone, le trafic maritime reliant l'Atlantique à la Manche est intense et pour extraire l'énergie cinétique de ses courants sans gêner la navigation, une hydrolienne immergée est nécessaire. La marée qui entraîne ces types d'hydroliennes est totalement prévisible, cela facilite leur couplage au réseau électrique qui constitue l'un des objectifs de cette thèse.

Sur les hydroliennes actuellement en activité, la technologie à axe horizontal présente les meilleurs rendements dans la production d'énergie électrique [Edf 05]. En tenant compte des contraintes hydrodynamiques sur ces hydroliennes à axe horizontal, la turbine tripale est plus efficace que la bipale [Mul 06], par conséquent, nous utiliserons dans cette étude une hydrolienne tripale à axe horizontal.

1.5 Stratégie de maximisation et de limitation de la puissance

L'un des défis majeurs dans la réalisation d'un système d'extraction d'énergie cinétique est la maximisation de la puissance mécanique produite. La méthode la plus judicieuse, utilisée dans le système éolien et que nous utilisons dans ce travail de thèse est la recherche du point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking en anglais). La stratégie MPPT consiste à estimer le couple électromagnétique de manière à fixer une référence de la vitesse mécanique (ω_{m_ref}) afin d'extraire la puissance maximale. Cette stratégie permet de rechercher les maxima sur la courbe de puissance (Fig.1.6) où la vitesse mécanique de la génératrice est ajustée à sa valeur optimale pour chaque vitesse de la marée [Ben 08, Bel 10]. La mise en œuvre de cette stratégie peut s'effectuer suivant deux principes [Aim 04]:

- Commande par asservissement de la vitesse mécanique,
- Commande sans asservissement de la vitesse mécanique.

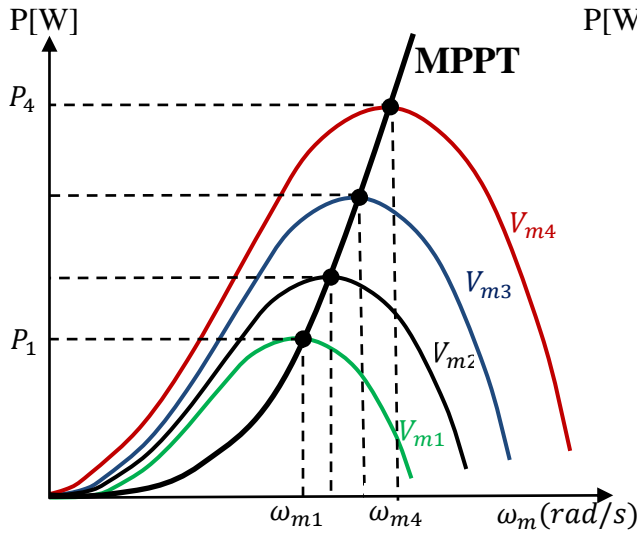


Fig.1.6 Courbe de puissance en fonction de la vitesse mécanique (stratégie MPPT)

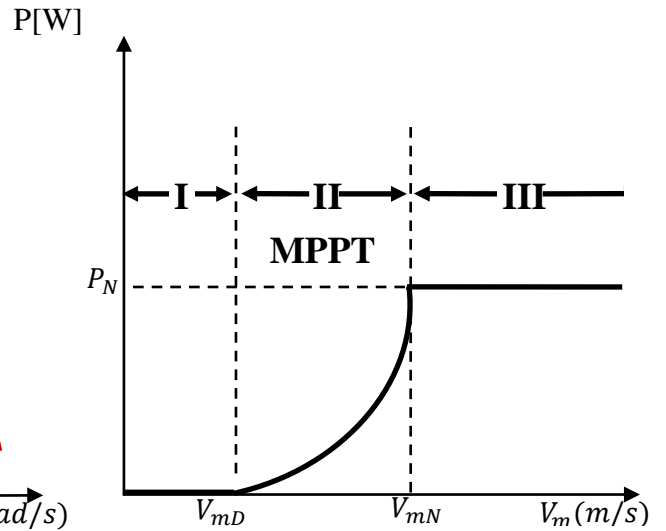


Fig.1.7 Limitation de la puissance en fonction de la vitesse de marée

Les variations de la vitesse de marée sont totalement différentes de celles du vent qui est de nature stochastique et intermittente. Même si le souci majeur est de produire le maximum de puissance possible, il serait intéressant d'écarter la puissance au-delà d'une certaine vitesse de marée dite nominale (Fig.1.7). Cet écrêtage est intéressant dans le dimensionnement du générateur électrique, car il serait financièrement inutile de le dimensionner pour une vitesse de courant plus forte qui n'est observée que rarement [Mul 06]. En plus, il permet de protéger l'hydrolienne contre les courants de vitesse très élevée, chose qui n'est pas fréquente car les sites potentiellement exploitables en France ont une vitesse maximale inférieure à 6m/s. Pour un site dont la vitesse maximale du courant est de 3 m/s, les valeurs des vitesses nominale V_{mN} et de démarrage V_{mD} sont estimées respectivement à 2.4 m/s et 0.5 m/s [Dav 04].

La caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse de marée comporte trois zones distinctes (Fig.1.7) [Mul 02] :

- Zone I où la turbine ne fournit aucune puissance car la vitesse de la marée est inférieure à celle de démarrage V_{md} .
- Zone II où la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse de marée qui est supérieure à V_{md} . C'est aussi la zone de la stratégie MPPT.
- Zone III où la puissance fournie est maintenue presque constante (sensiblement égale à la puissance nominale P_N) dans la mesure où la vitesse de marée est supérieure à la vitesse nominale V_N . Généralement cela est réalisé par un dispositif de régulation permettant de protéger l'hydraulique en maintenant sa vitesse de rotation constante.

1.6 Commande avec et sans asservissement de la vitesse mécanique

1.6.1 Commande avec asservissement de la vitesse mécanique

Dans un système hydrolie, la vitesse de la marée doit être mesurée ou estimée de façon à produire le maximum de puissance. Pour cela, des techniques de commande ont été développées sous l'hypothèse que la machine électrique et le multiplicateur de vitesse soient idéaux. Ces techniques de commande, bien connues sur les éoliennes permettent de produire un couple électromagnétique. Ce couple doit être en permanence, réglé à sa valeur de référence sur l'arbre de la turbine de manière à fixer la vitesse de celle-ci à une référence. Dans ce contexte, une correction de la vitesse mécanique s'impose et le régulateur qui sera choisi doit avoir une double action [Aim 04] :

- Asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence,
- Réduire au mieux l'effet du couple hydrolie qui devient alors une entrée perturbatrice.

La structure de cette stratégie de commande repose sur les relations suivantes :

$$C_{em} = C_{em_ref} = R_v(\omega_{m_ref} - \omega_m) \quad (1)$$

avec R_v et ω_{m_ref} respectivement, le régulateur de vitesse mécanique et la vitesse mécanique de référence. Cette vitesse mécanique de référence est obtenue en fixant celle de la turbine à sa référence ω_{t_ref} afin de maximiser la puissance extraite.

Si G est le gain du multiplicateur de vitesse, la vitesse mécanique de référence peut être exprimée en fonction de celle de la turbine, on a donc:

$$\omega_{m_ref} = G.\omega_{t_ref} \quad (2)$$

Cette vitesse de référence de la turbine correspond à celle qui maximise le coefficient d'extraction de puissance C_p . Ce maximum C_{pmax} est obtenu pour une valeur optimale du ratio de vitesse λ ($\lambda_{opt} = \lambda(C_{pmax})$) comme on peut le constater sur l'équation ci-dessous :

$$\omega_{t_ref} = \frac{\lambda_{C_{pmax}} \cdot V_m}{R} \quad (3)$$

V_m et R représentent respectivement la vitesse de la marée et le rayon du cercle balayé par les pales de la turbine. La structure de cette stratégie de commande est illustrée sur la figure suivante:

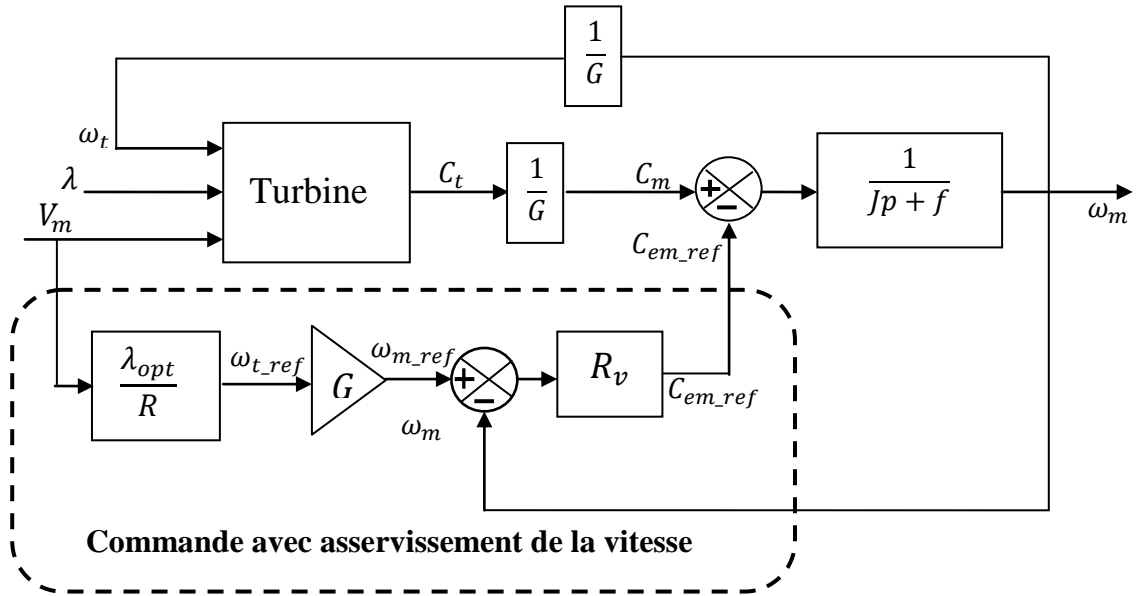


Fig.1.8 Schéma bloc de maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

L'utilisation de cette technique de commande peut être intéressante dans le cas des variations de vitesse brusques avec de grandes amplitudes, tel n'est pas le cas de la marée dont la variation de la vitesse est lente et faible. De plus, la conception du régulateur de vitesse (R_v) entraîne des coûts supplémentaires. Pour toutes ces raisons, notre hydrolienne comme la plupart des éoliennes sera commandée sans asservissement de la vitesse mécanique [Aim 04].

1.6.2 Commande sans asservissement de la vitesse mécanique

Cette méthode de commande efficace et bien connue dans le domaine des éoliennes est basée sur la variation faible de la vitesse du vent en régime permanent. Ce fait cadre mieux avec les hydroliennes car la vitesse de la marée varie très faiblement. Sous cette hypothèse, l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine est obtenue à partir de l'équation dynamique de cette dernière. Le couple mécanique dans ce cas peut être considéré

comme nul, et en négligeant l'effet du frottement visqueux ($C_{vis} \approx 0$) [Aim 04], on obtient les équations suivantes:

$$J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = C_{mec} = C_t - C_{em} - C_{vis} = 0 \quad (4)$$

$$C_{em} = C_t \quad (5)$$

L'estimation du couple hydrolien C_{t_est} permet de définir le couple électromagnétique de référence C_{em_ref} :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{t_est}}{G} \quad (6)$$

Si on connaît une estimation des vitesses de marée et de la turbine hydrolienne, le couple estimé s'écrit comme suit :

$$C_{t_est} = \frac{\rho \cdot C_p \cdot S}{2} \cdot \frac{V_{m_est}^3}{\omega_{t_est}} \quad (7)$$

avec ρ et S respectivement la masse volumique de l'eau et la surface du cercle balayée par les pales de l'hydroliennes.

Une estimation de la vitesse de la turbine ω_{t_est} est obtenue à travers la vitesse mécanique et celle de la vitesse marée V_{m_est} est obtenue à partir de l'estimation de la vitesse turbine. Les équations ci-dessous définissent ces deux estimations:

$$\omega_{t_est} = \frac{\omega_m}{G} \quad (8)$$

$$V_{m_est} = \frac{\omega_{t_est} \cdot R}{\lambda} \quad (9)$$

À partir des équations (6), (7), (8), (9), le couple électromagnétique de référence peut s'écrire:

$$C_{em_ref} = \frac{\rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot R^5}{2(\lambda \cdot G)^3} \cdot \omega_m^2 \quad (10)$$

Pour maximiser la puissance extraite, le ratio de vitesse est fixé à sa valeur optimale λ_{opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . Le couple électromagnétique dans ce cas est réglé de la manière suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{\rho \cdot C_{pmax} \cdot \pi \cdot R^5}{2(\lambda_{opt} \cdot G)^3} \cdot \omega_m^2 = K \cdot \omega_m^2 \quad (11)$$

avec

$$K = \frac{\rho \cdot C_{pmax} \cdot \pi \cdot R^5}{2(\lambda_{opt} \cdot G)^3} \quad (12)$$

La structure de cette stratégie de commande que nous utiliserons dans notre étude (voir les raisons au niveau de la commande avec asservissement) est illustrée par la figure suivante.

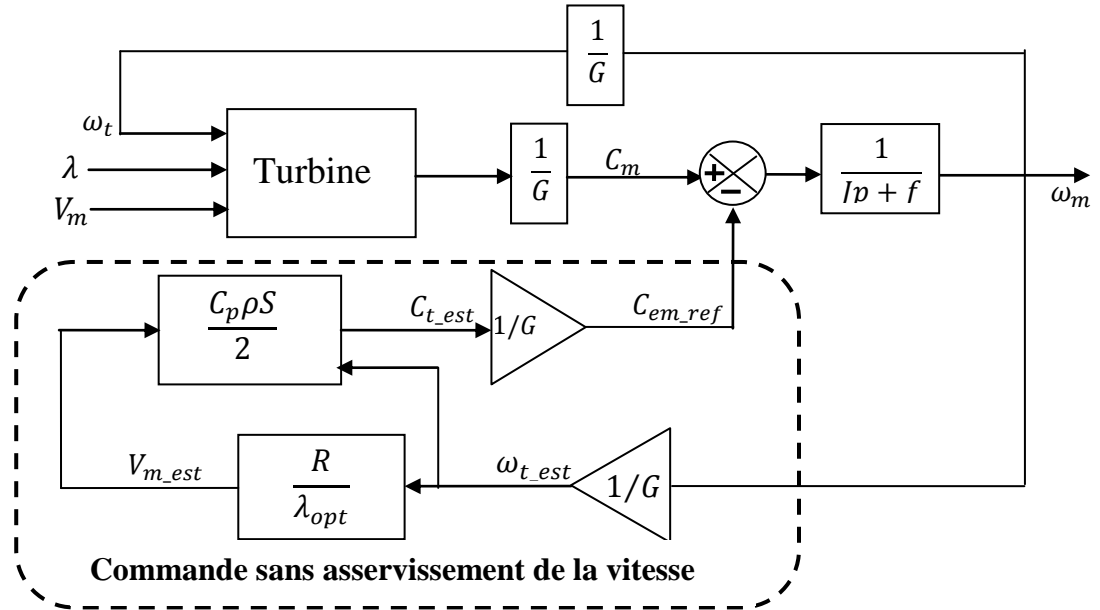


Fig.1.9 Schéma bloc de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

1.7 Intérêt du fonctionnement à vitesse variable

Les hydroliennes, tout comme les éoliennes, peuvent fonctionner à vitesse fixe ou à vitesse variable. Pour un fonctionnement à vitesse fixe, le rendement hydrodynamique n'est maximum que pour une seule vitesse de la marée correspondant à la valeur optimale du ratio de vitesse λ , ce qui réduit la puissance pouvant être extraite. Dans ces conditions, les systèmes utilisés fonctionnent généralement à pas fixe, ce qui fait qu'aucun contrôle n'est possible. Il est alors impossible d'adapter les variations de la vitesse de la marée à celle de la génératrice afin de maximiser la puissance extraite. La connexion directe au réseau de tels systèmes nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de compenser la demande de puissance réactive sur ce réseau [Cou 08]. De plus, la vitesse de la génératrice, imposée par la fréquence du réseau et le nombre de paire de pôles est maintenue presque constante par un système d'orientation des pales [Aim 04]. Dans cette configuration, les variations de la vitesse de la marée peuvent, d'une part affecter la qualité de puissance injectée au réseau et d'autre part, détériorer les composants électroniques [Has 07] s'ils ne sont pas protégés. Elles peuvent aussi créer des problèmes de décrochage au réseau du générateur électrique entraîné par la turbine hydrolienne [Rob 06].

Pour profiter de toute la plage de variation, la vitesse de la turbine doit s'adapter à celle de la marée afin d'extraire le maximum de puissance possible. Ce type de fonctionnement est

appelé fonctionnement à vitesse variable dans lequel on cherchera le régime optimal en exploitant les maxima de la courbe de puissance (Fig.1.6). Dans cette configuration, le couplage direct au réseau est possible et l'impact sur la qualité de puissance provoqué par les fluctuations de la ressource sur la turbine peut être amélioré par rapport à la vitesse fixe [Cou 08].

Comparée à la vitesse fixe, la vitesse variable présente les avantages suivants :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, donc de la puissance générée.
- Possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique, entraînant une simplification du système d'orientation des pales.
- Réduction des efforts mécaniques et meilleure intégration au réseau électrique.

1.8 Convertisseurs électromécaniques

Deux types de convertisseurs électromécaniques sont généralement utilisés dans l'industrie hydrolienne pour la génération d'énergie électrique. Ces convertisseurs sont des génératrices asynchrones à double alimentation [Ben 08] ou des génératrices synchrones à aimant permanent [Ben 11, And 08]. Il est à noter que ces convertisseurs sont ceux qui sont le plus utilisés dans la production d'énergie éolienne [Bin 13, Emn 13, Bel 12, Ahm 11]. Pour une application donnée, le type de génératrice est choisi suivant des facteurs technico-économiques (présence ou non du multiplicateur, fonctionnement à vitesse variable, génération des grandes puissances, mode de couplage au réseau...). L'utilisation de ces deux types de génératrices offre aux hydroliennes la possibilité de connexion directe ou indirecte au réseau électrique. Les différentes configurations sont illustrées sur les figures ci-dessous:

1.8.1 Machine asynchrone à double alimentation

La Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) à rotor bobiné présente un atout considérable dans la génération de grandes puissances électriques. Le stator de cette machine contient un bobinage triphasé qui est directement relié au réseau et le bobinage triphasé du rotor est connecté à ce même réseau via un convertisseur commandé. Le redresseur (coté machine) fonctionne à fréquence variable avec une faible puissance de l'ordre de 25% de la puissance nominale fournie au réseau. L'onduleur (coté réseau) adapte la fréquence de sortie du système à celle du réseau qui est de 50 Hz. Cette configuration permet de fonctionner à vitesse variable dans une plage pouvant aller jusqu'à 30% autour de la vitesse de synchronisme [Abd 07, Poi 03]. L'inconvénient majeur de cette machine est la présence obligatoire du multiplicateur de vitesse dans la chaîne de conversion. De plus, son rendement de conversion est inférieur à celui des machines synchrones. La structure de ce système de conversion est illustrée sur la figure suivante:

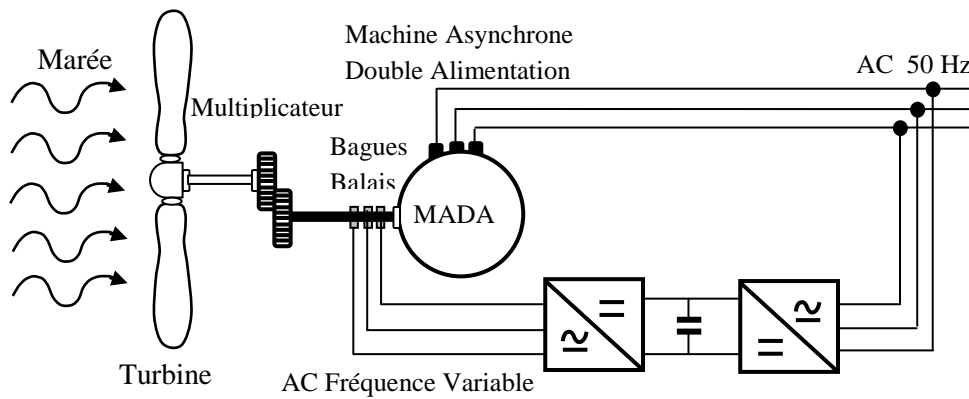


Fig.1.10 Structure de la chaine de conversion utilisant une MADA couplée au réseau

1.8.2 Machine synchrone à aimant permanent

La Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) est très utilisée dans les applications hydroliennes, notamment, à cause de son bon rendement de conversion (proche de 99% [Mou 08]) par rapport à la machine asynchrone. Elle permet aussi un fonctionnement à vitesse variable à condition qu'une interface d'électronique de puissance soit placée entre son stator et le réseau. Si cette machine a un grand nombre de paire de pôles, elle peut être directement entraînée par la turbine, éliminant ainsi le multiplicateur qui est une source de pertes de puissance. L'excitation de cette machine étant assurée par des aimants permanents et comme elle est entraînée par une turbine, on ne dispose d'aucune entrée pour réguler sa tension et sa fréquence nécessaire pour son couplage au réseau électrique. C'est pourquoi la connexion au réseau électrique des systèmes de production d'énergie cinétique utilisant cette machine exige une interface d'électronique de puissance. La figure ci-dessous illustre la chaîne de conversion du système hydrolien MSAP connecté au réseau électrique.

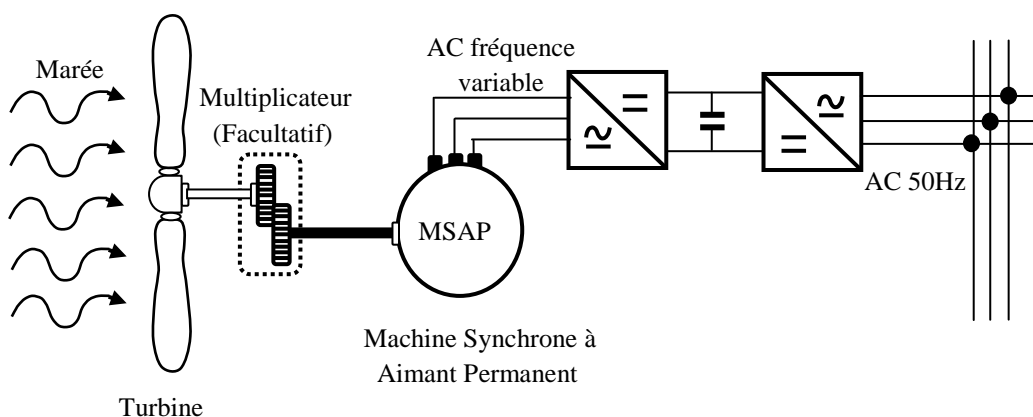


Fig.1.11 Structure de la chaine de conversion utilisant une MSAP couplée au réseau

Dans les applications marines et plus particulièrement pour les hydroliennes, il est vrai que les machines synchrones à aimant permanent (MSAP) sont plus avantageuses que les asynchrones [Ben 10, 12]. Par ailleurs, le couplage au réseau de la MSAP exige l'utilisation

de convertisseurs commandés (redresseur, onduleur). Ces convertisseurs entraînent des pertes de puissance et introduisent souvent des harmoniques indésirables pouvant affecter la qualité de connexion au réseau [Poi 03]. De plus, ces convertisseurs sont placés entre le stator de la machine et le réseau électrique, par conséquent ils doivent être dimensionnés pour l'écoulement de toute la puissance produite. Ce fait alourdit leur complexité de mise en œuvre et engendre un surcoût financier par rapport aux convertisseurs utilisés entre le rotor de la machine et le réseau électrique qui ne seront dimensionnés que pour une faible puissance par rapport à la puissance totale produite. Pour ces raisons technico-économiques, nous utiliserons une génératrice synchrone à rotor bobiné qui peut être directement couplée au réseau si elle est commandée en tension et fréquence.

1.8.3 Machine synchrone à rotor bobiné

Contrairement à la MSAP, la Machine Synchrone à Rotor Bobiné (MSRB) utilise un bobinage à la place des aimants permanents afin d'assurer l'excitation de la machine. Le rotor contient en plus de cet enroulement d'excitation, des enroulements d'amortisseurs. Ces enroulements sont alimentés en courant continu par un redresseur à travers les bagues et balais. Dans ce cas, le dispositif d'électronique de puissance est réduit à un redresseur commandé tandis que dans les configurations précédentes, il comporte en plus de ce redresseur commandé un onduleur commandé. Cette réduction du système d'électronique de puissance est un atout financier et technique pour le couplage de cette machine au réseau électrique. De plus, cette machine peut être régulée simultanément en tension et en fréquence, ce qui lui offre contrairement à la MSAP la possibilité de connecter directement son stator au réseau électrique. Pour toutes ces raisons, nous avons choisi cette machine dans ce travail de thèse qui peut aussi être à attaque directe (sans multiplicateur de vitesse) si elle possède un grand nombre de paire de pôles. Cette machine sera mieux détaillée dans le chapitre suivant et la structure de sa chaîne de conversion est présentée sur la figure suivante:

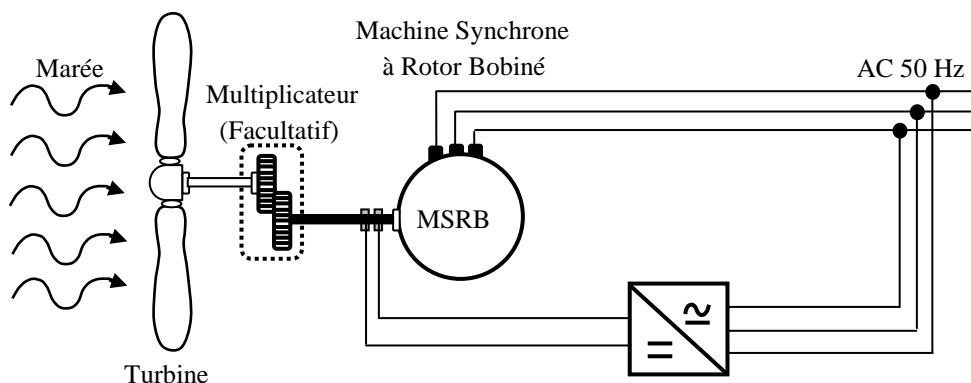


Fig.1.12 Structure de la chaîne de conversion utilisant une MSRB couplée au réseau

1.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents choix adoptés dans cette thèse et les raisons qui les justifient. Au début, une présentation est faite sur les énergies marines en général et une attention particulière a été portée sur les courants de marées qui entraînent les hydroliennes. Ces hydroliennes ont été présentées et classées de deux manières : suivant la technologie et le mode d'extraction. Compte tenu des contraintes hydrodynamiques et hydrographiques du site du Raz de Sein, l'hydrolienne tripale immergée à axe horizontale a été retenue à cause de son meilleur rendement de conversion par rapport aux autres technologies. Cette hydrolienne fonctionnera à vitesse variable, ce qui est avantageux dans la maximisation de la puissance produite et dans le mode de couplage du générateur électrique au réseau. Dans l'élaboration de la stratégie de maximisation, la technique de commande sans asservissement de la vitesse mécanique est préférée à celle avec asservissement car elle cadre mieux avec le caractère lent et faible de la variation de vitesse de la marée. Pour un meilleur rendement dans la production d'énergie électrique, il apparaît avantageux d'utiliser une génératrice synchrone qu'une asynchrone. Le mode de couplage au réseau électrique de ces génératrices synchrones peut se faire directement ou à travers un dispositif d'électronique de puissance. Contrairement à la machine synchrone à aimant permanent, la machine synchrone à rotor bobiné peut être directement couplée au réseau électrique, éliminant ainsi une grande partie des problèmes liés à l'utilisation des convertisseurs: d'où son choix pour cette étude.

Dans le chapitre suivant, une modélisation de la chaîne de production d'énergie hydrolienne à base d'une machine synchrone à rotor bobiné sera présentée en vue de sa simulation.

Bibliographie :

- [Abd 07] A. Abdelli. Thèse: Optimisation multicritère d'une chaîne d'éolienne passive. Thèse, doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse. Soutenue le 15 octobre 2007.
- [Ahm 11] M.H. Ahmed, W.A. Farag, O.A. Mahgoub. Modeling and Control of Direct Driven PMSG for Ultra Large Wind Turbines. World Academy of Science, Engineering and Technology 59 2011.
- [Aim 04] S.E. Aimani. Thèse: Modélisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées dans un Réseau de Moyenne tension. Thèse de doctorat de l'école centrale et de l'université des sciences et technologie de Lille. Soutenue le 06 décembre 2004.
- [And 08] M. Andreica, S. Bacha, D. Roze, J. Guiraud. Intégration d'une hydrolienne au réseau, MPPT et qualité de l'énergie. *Revue des énergies renouvelables* Vol. 11 N°4 (2008) 493 – 502.
- [Bel 10] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, H. Benalla. Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°1 (2010) 149-161.
- [Bel 12] B. Beltran, M.E.H. Benbouzid, A.A. Tarek. Second-Order Sliding Mode Control of a Doubly Fed Induction Generator Driven Wind Turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 27, N°. 2, June 2012. Pp 261-269.
- [Ben 07] S.E. Ben Elghali, R. Balme, K.L. Saux, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, F. Hauville. A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine. *IEEE Journal of Oceanic Engineering* , Vol. 32, N°. 4, October 2007.
- [Ben 08] S.E. Ben Elghali. Modélisation et Commande d'une Hydrolienne Equipée d'une Génératrice Asynchrone Double Alimentation. JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [Ben 09] S.E. Ben Elghali. Thèse: On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems. Thèse de doctorat de l'Université de Bretagne Occidentale. Soutenue le 08 décembre 2009.

- [Ben 10] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier. Generator Systems for Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications. XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome.
- [Ben 11] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, A.A. Tarek, I. Munteanu. Experimental Validation of a Marine Current Turbine Simulator: Application to a Permanent Magnet Synchronous Generator-Based System Second-Order Sliding Mode Control. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, N°. 1, January 2011.
- [Ben 12] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier. Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study. IEEE Journal of Oceanic Engineering, Vol. 37, N°. 3, July 2012.
- [Bin 13] W. Bing, Y. QIAN, Y. ZHANG. Robust nonlinear controller design of wind turbine with doubly fed induction generator by using Hamiltonian energy approach. *J Control Theory Appl* 2013 11 (2) 282–287.
- [Cou 08] V. Courtecuisse. Thèse: Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. Doctorat École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech, soutenue le 20 novembre 2008.
- [Dav 04] J.F. Daviau, H. Majastre, F. Guena, J. Ruer. Divers Aspects de l'Exploitation de l'Energie des Courants Marins. Publication SeaTech Week (corrigée) – Brest - 20-21 octobre 2004.
- [Edf 05] EDF: Rapport Hydroliennes, projet ADEM1. Mai 2005.
- [Emn 13] M. Emna, A. Khedher, M.F. Mimouni. The Wind energy Conversion System Using PMSG Controlled by Vector Control and SMC Strategies. International Journal Of Renewable Energy Research, Vol.3, No.1, 2013.
- [Guy 09] J. Guy, P. Marchand. Des Energies Marines en Bretagne. Rapport du conseil économique et social de Bretagne CESR Mars 2009.
- [Has 07] H.E.T. Hassan, M.A.A. Wahab, A.H. Kasem. Simulation of Directly Grid-Connected Wind Turbines for Voltage Fluctuation Evaluation. International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Vol.2, No.1 (2007), pp.15-30.

- [Ifremer 01] <http://www.ifremer.fr/lpo/cours/maree/index.html>. Cours d'océanographie Marée IFREMER 2001.
- [Lun 10] <http://www.lunarenergy.co.uk> (Mai 2010).
- [Mou 08] E.B. Mouni. Thèse: Contribution à l'amélioration des performances des génératrices synchrones : nouvelle structure d'excitation basée sur une machine à aimants et combinée à des lois de commande avancées. Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, Soutenue le 25 Novembre 2008.
- [Mul 02] B. Multon, O. Gergaud, H.B. Ahmed. Etat De L'art Dans Les Aérogénérateurs Electriques. Extrait du rapport de synthèse ECRIN « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies renouvelables », paru en mai 2002.
- [Mul 06] B. Multon, A. Clément, M. Ruellan, J. Seigneurbieux, H.B. Ahmed. Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines. « Les Nouvelles Technologies de l'Energie », Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006.
- [Poi 03] F. Poitier. Thèse: Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne -Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. Doctorat Université de Nantes, soutenue Le 19 décembre 2003.
- [Rob 06] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse. Impact de l'éolien sur le réseau de transport. Journées du club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité » 15-16 mars 2006, Supelec, Gif sur Yvette, France.
- [Tpe 11] <http://www.tpehydroliennes2011.e-monsite.com/pages/les-hydroliennes.html>

Chapitre 2

Modélisation du système hydrolien

2.1 Introduction

Aujourd'hui, la simulation numérique est un outil indispensable permettant de conclure à la bonne marche d'un système ou d'une technique avant leur réalisation pratique. Elle facilite l'étude d'un système donné et permet d'analyser les comportements dynamiques de celui-ci face à une large gamme d'évènements. L'avantage de cette simulation est qu'elle procure non seulement des gains significatifs de temps mais aussi d'argent. Dans la commande des systèmes mécaniques comme dans beaucoup d'autres domaines scientifiques, elle permet d'étudier la stabilité et la performance des stratégies de commande développées. Une fois que les résultats de simulation sont satisfaisants et garantissent la stabilité et la sécurité du système commandé, alors ces stratégies peuvent être appliquées sur les systèmes réels. Cependant, un système ne peut être simulé qu'après l'avoir modélisé ; c'est-à-dire qu'en d'autres termes, la modélisation est une étape primordiale qui précède la simulation. Généralement pour les systèmes physiques, cette modélisation est la caractérisation de leur comportement par des équations mathématiques. Ces équations sont, différentielles si le système évolue de manière continue dans le temps et récurrentes s'il évolue d'une manière discrète.

Dans ce chapitre, nous développerons le modèle mathématique des éléments de la chaîne de conversion électromécanique à base d'une hydrolienne (Fig.3.1), à savoir: la marée, la turbine hydrolienne, le multiplicateur de vitesse et la génératrice synchrone. Le site choisi sera illustré en fonction de ses caractéristiques géométriques. Ses données océanographiques nous permettront d'avoir un modèle de la vitesse de marée proche de la réalité. Le modèle de la génératrice synchrone sera étudié dans le référentiel de Park. L'intérêt de son modèle d'ordre 3 sera présenté en fonction des objectifs de commande et d'implémentation.

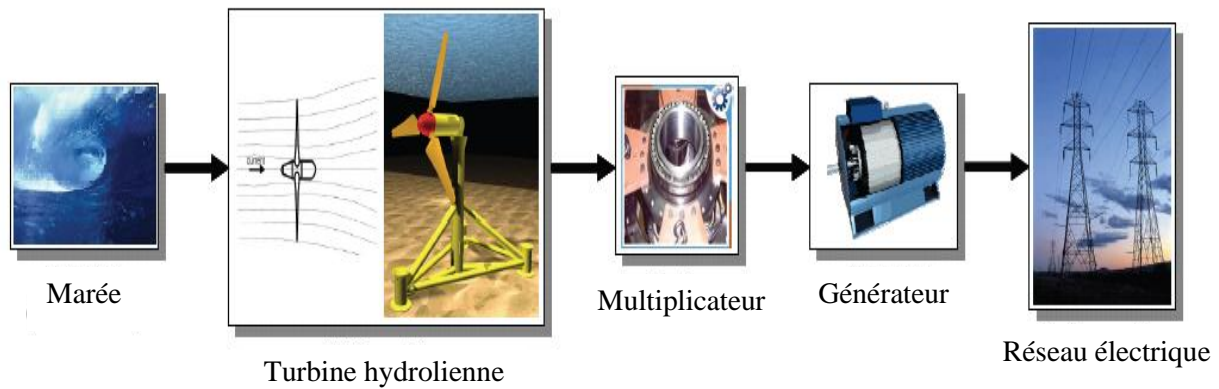


Fig.2.1 Chaîne de production hydrocinétique à base d'hydrolienne [Ben 10]

2.2 Modélisation de la marée

La marée est l'élément moteur de la chaîne de production hydrolienne. Pour une meilleure modélisation, il est impératif de tenir compte des caractéristiques du site d'implantation en fonction des objectifs visés. Pour des raisons mentionnées dans le chapitre précédent, et la disponibilité des données océanographiques, nous nous sommes intéressés au site du Raz de Sein.

2.2.1 Caractéristiques du site du Raz de Sein

Le site du Raz de Sein comme beaucoup d'autres en France possède des courants de grandes vitesses et des profondeurs appropriées pour l'implantation des hydroliennes [Ben 09]. La distribution des vitesses de courant dans cette zone est généralement supérieure au minimum, estimé à 1 m/s, nécessaire à l'installation économique des hydroliennes [Mye 05]. Cette zone est illustrée sur les figures (Fig.3.2 et Fig.3.3) où A et C sont les extrémités du site. Ce site est situé dans une zone à courants alternatifs avec une profondeur d'environ 35m (Fig.3.5) nécessaire pour l'installation d'hydroliennes de diamètre allant jusqu'à 20 m [Ben 07].

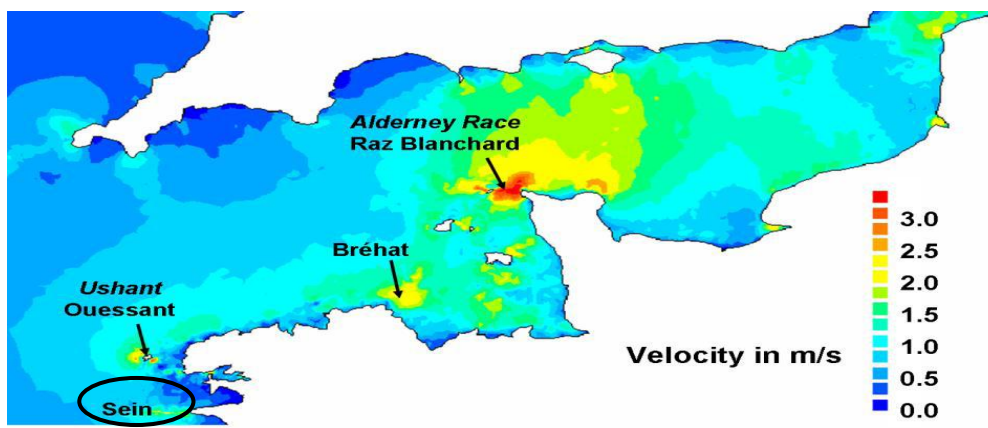


Fig.2.2 Carte du littoral Breton et Normand [Ben 07]



Fig.2.3 Site du Raz de sein [Ben 07]

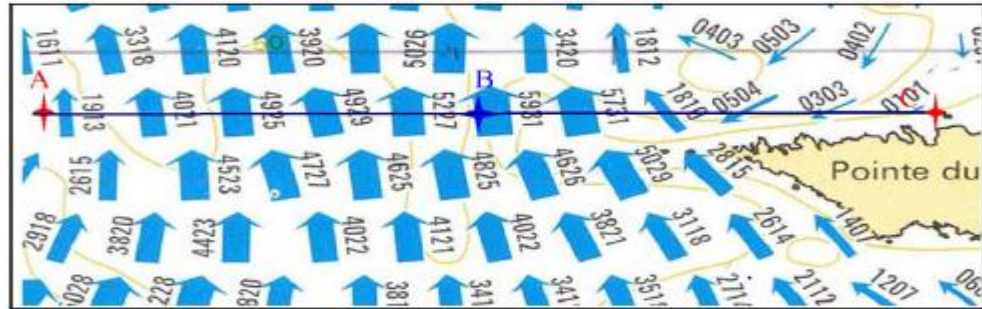


Fig.2.4 Direction et vitesse du courant 4 heures avant la marée haute [Ben 07].

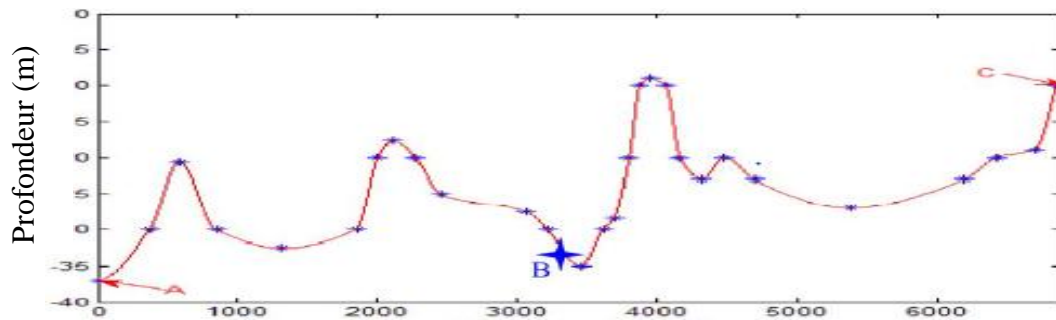


Fig.2.5 Profil de variation de la profondeur du site du Raz de Sein [Ben 07].

2.2.2 Modèle de la marée

La marée est caractérisée par sa vitesse et les informations pour une zone donnée (valeurs, des courants de vives et mortes eaux et du coefficient de marée) permettent d'extrapoler son modèle dynamique sous l'approximation suivante [Ben 08].

$$V_m = V_{m_e} + \frac{(C - 45) \cdot (V_{v_e} + V_{m_e})}{95 - 45} \quad (13)$$

Où, 95 et 45 sont respectivement les coefficients de marée moyens correspondant respectivement aux vives et mortes eaux, V_m , V_{v_e} , V_{m_e} sont respectivement la vitesse, de la marée, des vives et mortes eaux et C le coefficient de marée. Les données fournies sur le site du Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM) concernent généralement le coefficient et la hauteur de la marée et non la vitesse des courants de vives et mortes eaux.

Dans cette thèse, le système hydrolien doit être directement connecté au réseau électrique quelques soient les variations de vitesse de la marée. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de reproduire exactement le profil de la vitesse sur le site considéré, mais d'étudier l'impact de sa plage de variation sur la qualité de connexion dans les cas extrêmes ($C=120$ et $C=20$). La variation de C n'est pas sinusoïdale sur une année comme on peut la constater dans [Dav 04], mais elle peut être considérée comme telle sur une période marée. Ce choix nous conduit à un profil de vitesse sinusoïdal qui peut se justifier par les résultats obtenus en simulation et en pratique [Mat 06]. Au cours de l'année 2007, les variations de la vitesse sur le site du Raz de Sein montrent que les courants peuvent atteindre des vitesses d'environ 3.5 m/s. À partir de ces informations, nous pouvons construire le modèle de notre vitesse de marée sur la base de l'équation (13).

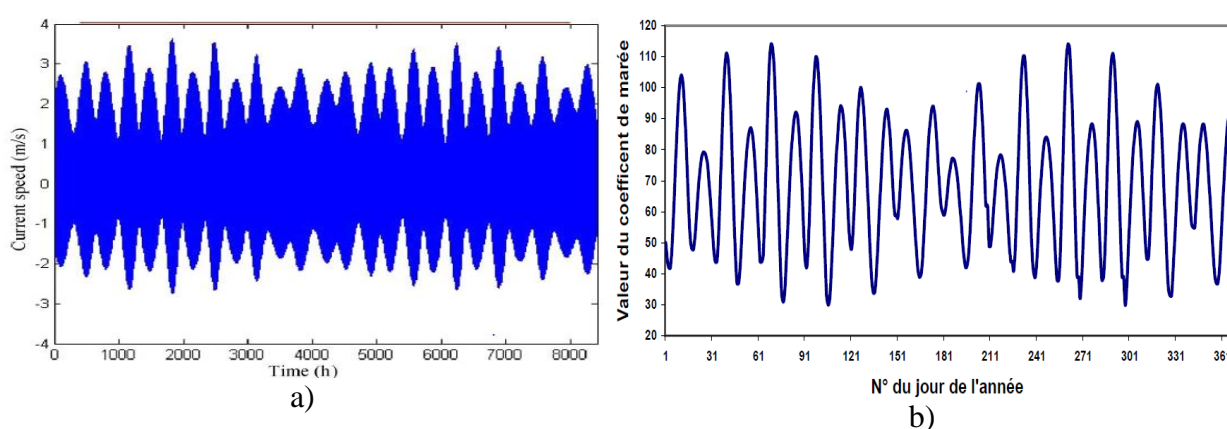


Fig.3.6: a) Profil de la vitesse des courants de marée sur le site du Raz de Sein au cours de l'année 2007 [Ben 07].

b) Evolution des coefficients de marée au cours de l'année 2001 à Brest [Dav 04]

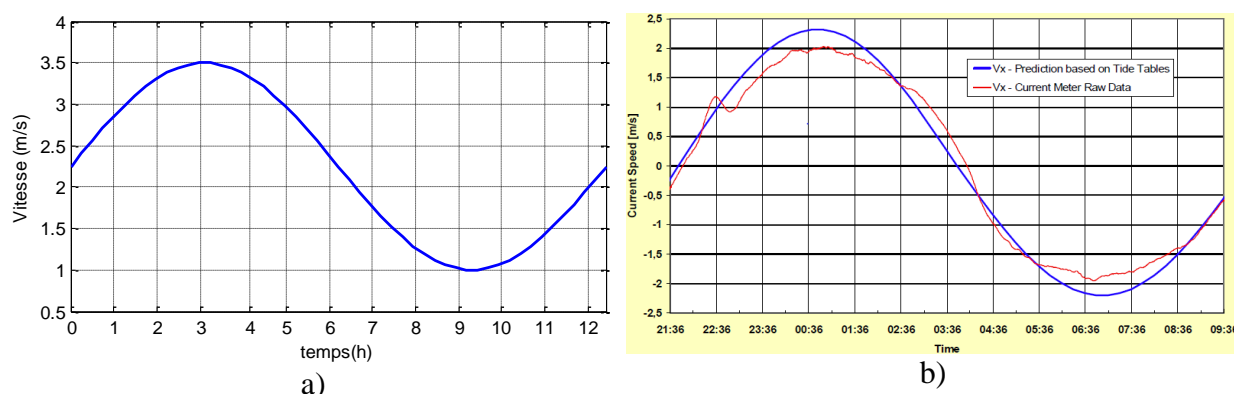


Fig.3.7 a) Profil du modèle de marée simulé sur une période de 12 heures

b) Profil de la vitesse de marée obtenu sur la base des tables de prédiction (bleue) et à partir des données de mesure (rouge) sur une période de 12 heures au nord Devon (Angleterre) [Mat 06].

L'effet le plus perturbateur sur la vitesse de la marée est considéré comme étant celui de la houle et les résultats de l'étude faite dans [Ben 08] montrent que cet effet, modélisé sous

l'approximation de Stokes a un moindre impact sur la puissance générée. Par conséquent, le modèle défini par l'équation (13) peut efficacement représenter la dynamique de la vitesse marée.

2.3 Modélisation de la turbine hydrolienne

Sous l'effet de l'énergie cinétique des courants de marée, la turbine hydrolienne couplée au rotor de l'alternateur, entraîne celle-ci pour la génération de l'énergie électrique suivant le même processus que les éoliennes. Contrairement à ces éoliennes, l'angle de calage des pales d'une turbine hydrolienne est généralement fixe dû à la nature prévisible et non fluctuante de la direction des courants de marée. Dans cette étude, la turbine choisie est tripale à axe horizontale (raisons, voir chapitre 2) et le profil de ses pales est inspiré du modèle National Advisory Committee for Aeronautics (NACA) [Ben 07, Bat 06]. Ce profil, basé sur la théorie Blade Element Momentum (BEM) est à ce jour le meilleur dans la caractérisation hydrodynamique de la performance des turbines.

2.3.1 Potentiel de la marée et puissance extraite

Comme tout fluide en mouvement, la puissance cinétique totale de la marée P disponible sur les pales de l'hydrolienne est donnée par la relation suivante [Yel 09, Bah 03] :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_m^3 \quad (14)$$

avec $S = \pi \cdot R^2$ surface balayée par les pales de l'hydrolienne et ρ la masse volumique de l'eau (environ 1024 Kg /m³ pour l'eau de mer).

Malgré le développement technologique, une hydrolienne ne peut extraire qu'une fraction de cette puissance comme le montre l'équation ci-dessous:

$$P_t = P \cdot C_p = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot S \cdot V_m^3 \quad (15)$$

où P_t est la puissance turbine, C_p , le coefficient d'extraction de puissance dont la valeur se situe dans la plage 0.35-0.5. La valeur théorique limite de ce coefficient est de 0.59 (limite de Lanchester Betz) qui peut être démontrée par la théorie de Foudre-Rankine (ou théorie du disque actif). Cette théorie stipule que le rotor est considéré comme un disque d'épaisseur nulle avec une infinité de pales fines et sans dimension ne tenant compte que de l'écoulement moyen. Il modifie l'énergie cinétique du fluide qui le traverse et induit une variation de vitesse qui doit être superposée à la vitesse libre du fluide [Bur 01]. De plus, la théorie limite l'effet de sillage à la partie du fluide qui traverse le rotor et considère que la pression tout au long de la pale reste constante. Elle introduit un coefficient de vitesse induite a qui est le

rapport de la vitesse induite sur la vitesse du fluide V_m . Cette théorie est mieux détaillée dans [Dob 09, Ben 07,].

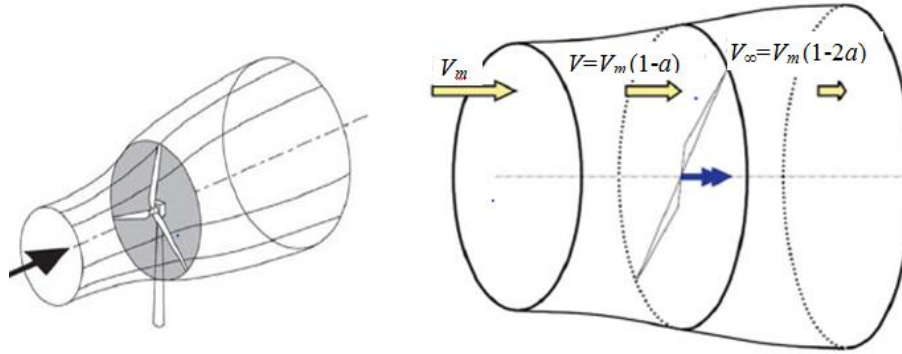


Fig.3.8 Ecoulement du fluide à travers le disque actif

La théorie de Foudre-Rankine montre que la vitesse axiale maximale induite ne peut excéder la moitié de la vitesse en amont d'où la valeur théorique limite de $a=0.5$ [Ben 07]. Dans ces conditions, la puissance hydrocinétique extraite par le rotor est:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_m^3 \cdot 4a(1-a)^2 \quad (16)$$

Des équations (15) et (16), nous pouvons déduire l'expression du coefficient de puissance C_p :

$$C_p = \frac{P_t}{\rho \cdot S \cdot V_m^3} = 4a(1-a)^2 \quad (17)$$

Le maximum de puissance est récupérée pour:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0$$

Ce maximum est atteint pour $a=1/3$ ce qui implique que $C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} \approx 0.59259$.

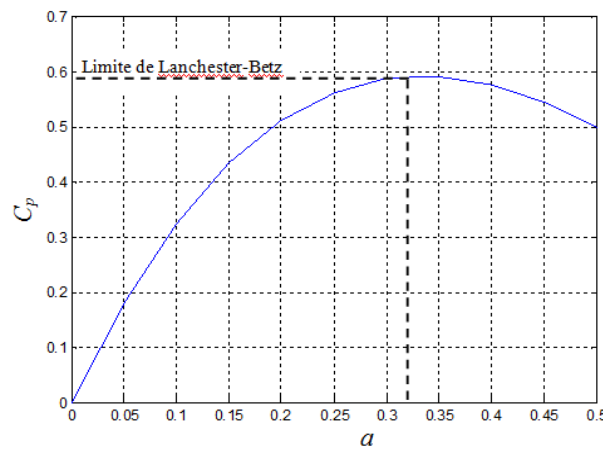


Fig.3.9 Coefficient de puissance en fonction du coefficient axial a

Cette théorie de Foudre-Rankine permet d'affirmer que la puissance cinétique extraite ne peut excéder $16/27$ de la puissance disponible du fluide, mais ne tient pas compte de la géométrie réelle de la turbine. Elle n'est pas valable pour $a > 0.5$ qui correspond à un état de sillage turbulent et quantifie moins les pertes réelles de puissance induite. De plus, elle ne tient pas compte de l'écoulement hors plan du rotor ainsi que la variation de la pression le long des pales. L'hypothèse de base de cette théorie est que le rotor est assimilé à un disque avec une infinité de pale de longueur indéterminée alors que dans cette étude, le rotor est tripal de dimension finie; par conséquent la théorie ne permet pas de caractériser le comportement dynamique réel du rotor: d'où l'utilisation de la théorie BEM.

2.3.2 Modèle BEM (théorie de l'élément des pales-quantité de mouvement)

La théorie BEM est une extension de la théorie de Foudre-Rankine et l'une des méthodes les plus utilisées actuellement dans l'industrie pour la caractérisation aérodynamique des turbines éoliennes. C'est une adjonction de la théorie de l'élément des pales développée par Foudre et celle des quantités de mouvement développée par Betz et notamment Glauert. La théorie de l'élément des pales propose une subdivision des pales en petits éléments agissant indépendamment les uns des autres et suppose que les forces exercées sur ces petits éléments peuvent être calculées à partir des contraintes aérodynamiques locales en dimension deux (2-D). Ces forces élémentaires sont sommées le long de la pale et permettent de calculer les caractéristiques aérodynamiques du rotor. La théorie des quantités de mouvement considère que les pertes de pression ou de vitesse dans le plan du rotor sont dues à l'effort du champ de vitesse perturbée sur les éléments de pales. Dans ces conditions, on peut calculer les composantes axiale et tangentielle des vitesses induites respectivement à partir des théorèmes de quantité de mouvement et de conservation du moment angulaire [Dob 09, Ben 07]. La combinaison de ces deux théories définit la théorie BEM qui est la meilleure en termes de caractérisation aérodynamique de la performance des turbines éoliennes.

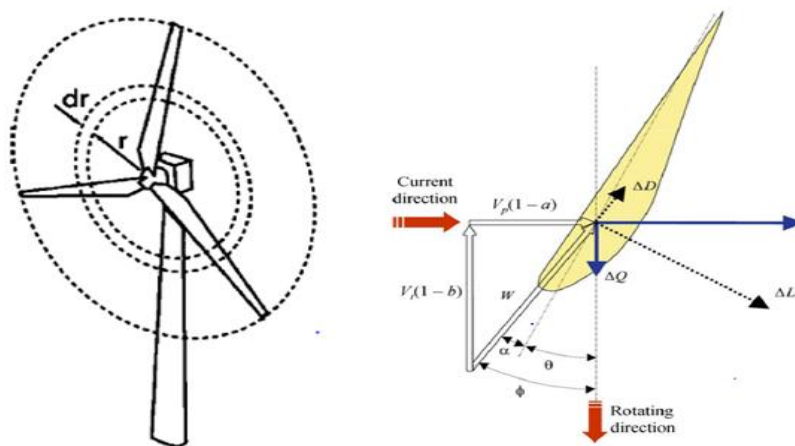


Fig.3.10 Concept de l'élément des pales avec composantes de vitesse et force [Ben 07]

Même si les variations du vent et de la marée n'ont rien de comparable, les forces qui agissent sur les éléments de pales sont de même nature; ce qui explique d'ailleurs l'application de cette théorie BEM pour la caractérisation hydrodynamique des turbines hydroliennes. À noter qu'à ce jour, il n'existe dans la littérature aucun modèle mathématique du coefficient d'extraction de puissance de ces turbines hydroliennes. L'information dont on dispose pour ce coefficient est un encadrement de sa valeur, à savoir 0.35-0.5 [Ben 07]. Pour les besoins de simulation, nous avons extrapolé ce coefficient à partir des courbes expérimentales de [Bah 07] sous la forme d'une approximation polynomiale qui a fourni les meilleurs résultats.

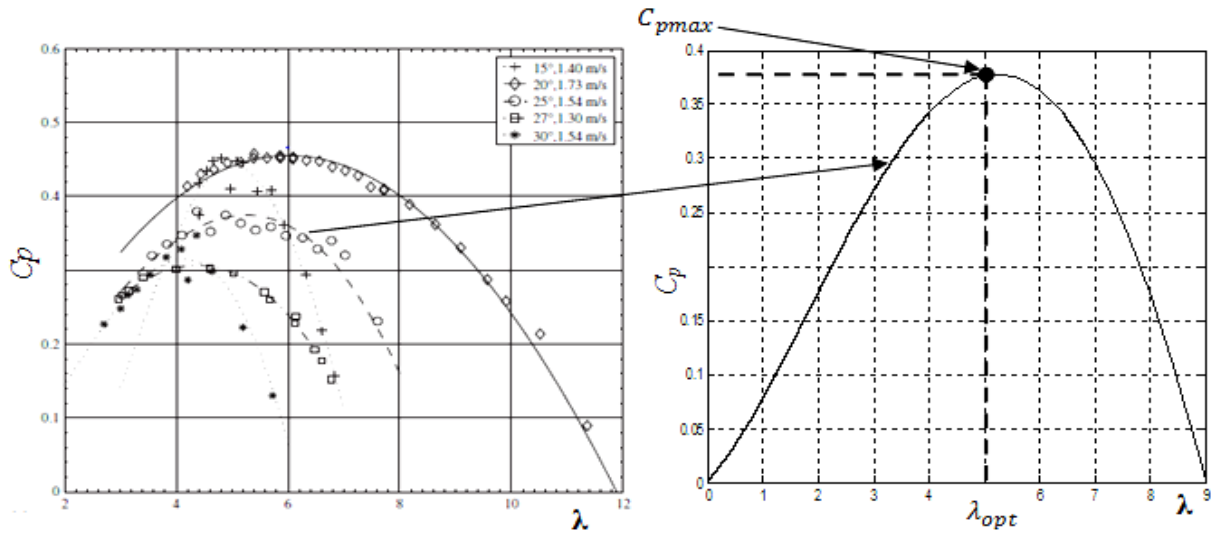


Fig.2.11 Coefficient d'extraction de puissance, courbes expérimentales (à gauche) [Bah 07], modèle extrapolé (à droite).

Le modèle extrapolé est défini par l'équation ci-dessous :

$$C_p(\lambda) = a_1 \cdot \lambda^4 + a_2 \cdot \lambda^3 + a_3 \cdot \lambda^2 + a_4 \cdot \lambda + a_5 \quad (18)$$

avec $\lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{V_m}$, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 des nombres réels tel que:

$$a_1 \approx 1,92 \cdot 10^{-4}; \quad a_2 \approx -5,2 \cdot 10^{-3}; \quad a_3 \approx 2,44 \cdot 10^{-2}; \quad a_4 \approx 5,79 \cdot 10^{-2}; \quad a_5 \approx 1,38 \cdot 10^{-4}$$

Ce coefficient d'extraction de puissance permet de caractériser la performance hydrodynamique de la turbine dont le schéma bloc est illustré par la figure ci-dessous.

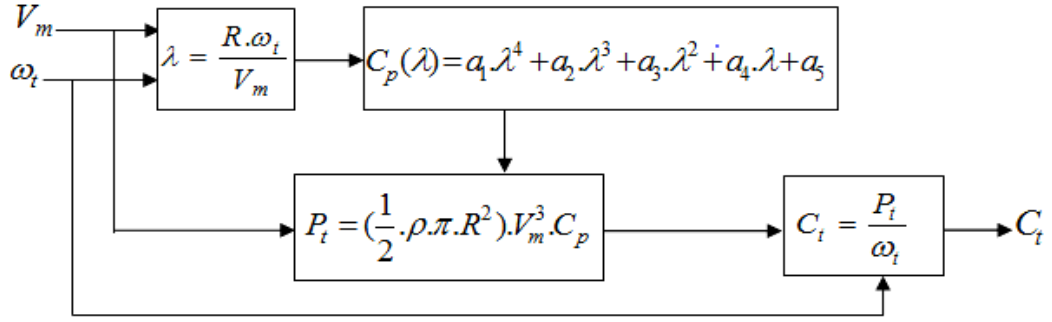


Fig.2.12 Schéma bloc du modèle de la turbine

2.4 Modèle du multiplicateur et de l'arbre

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle de la génératrice à travers deux arbres: l'arbre lent du côté de la turbine et l'arbre rapide du côté de la génératrice. La transmission de puissance doit tenir compte de l'inertie totale du système pales-moyeu-arbres-rotor générateur; il apparaît donc nécessaire de modéliser tout l'ensemble. Plusieurs méthodes ont été proposées et compte tenu des difficultés techniques, celle qui retient notre attention est le modèle simplifié à deux masses. Ce modèle consiste à réunir l'ensemble des pales et à considérer leur liaison comme rigide avec l'arbre lent, ce qui revient à considérer tout cet ensemble comme une masse tandis que l'autre masse concerne l'arbre rapide relié au rotor de la génératrice. Dans ce cas, l'élasticité et les frottements au niveau du multiplicateur seront négligés, ce qui nous conduit à considérer les pertes de puissance nulles à ce niveau. Pour les turbines éoliennes, il a été démontré que ce modèle à deux masses est suffisant pour représenter convenablement le comportement dynamique de la turbine [Lav 05, Sal 03]. Dans la technologie hydrolienne, les pales sont fixes et liées solidement au moyeu, ce fait cadre mieux avec les hypothèses du modèle à deux masses : d'où son utilisation dans cette étude. Le multiplicateur et l'arbre sont modélisés par les équations suivantes [Abu 08] :

$$\begin{cases} C_m = \frac{1}{G} \cdot C_t \\ \omega_m = G \cdot \omega_t \end{cases} \quad (19)$$

C_m , C_t sont respectivement les couples, mécanique et turbine.

Nous ne disposons que des paramètres techniques de la génératrice, par conséquent, l'arbre du côté générateur (arbre rapide) est modélisé par l'équation générale de la dynamique :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = C_m - C_{em} - f \cdot \omega_m \quad (20)$$

avec $J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \simeq J_g$ moment d'inertie total du système ramenée au coté générateur. J_t, J_g respectivement moment d'inertie de la turbine et du générateur.

$f = \frac{f_t}{G^2} + f_g \simeq f_g$ force de frottement totale du système ramenée au coté générateur. f_t, f_g respectivement force de frottement de la turbine et du générateur.

C_{em} est le couple électromagnétique du générateur. Le schéma bloc de la turbine et du multiplicateur est illustré sur la figure suivante:

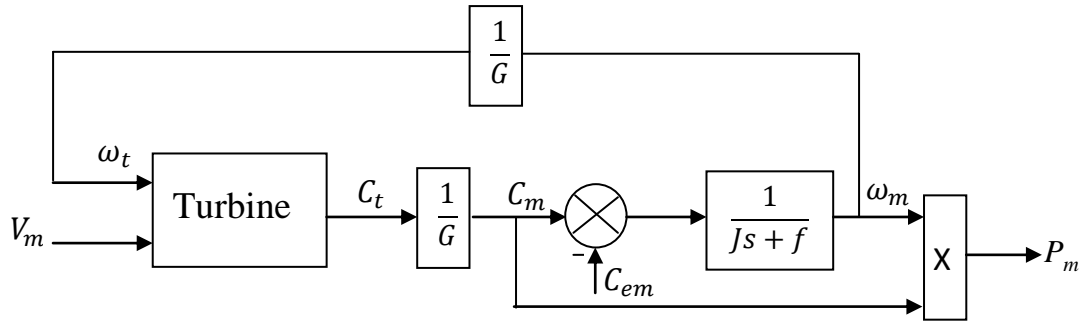


Fig.2.13 Schéma bloc du modèle de la turbine et du multiplicateur

2.5 Modèle de la génératrice synchrone

L'énorme défi dans la production d'énergie électrocinétique est la conversion totale de l'énergie mécanique produite en électricité. Cette conversion est faite à travers les machines électriques utilisées en fonctionnement générateur. La génératrice synchrone, plus connue sous le nom d'alternateur est championne dans ce domaine avec un rendement de conversion très satisfaisant (proche de 99%) [Mou 08a]. Cette génératrice peut être à rotor bobiné (à pôles lisses ou saillants) ou à aimants permanents. La génératrice synchrone à rotor bobiné utilisée dans ce travail de thèse (raisons voir chapitre 1) comporte deux parties essentielles:

- une partie fixe, appelée stator ou induit comportant généralement un bobinage triphasé,
- une partie tournante, appelée rotor (roue polaire) ou inducteur dont le bobinage est alimenté en courant continu par l'intermédiaire des contacts glissants balais-bagues.

Le rotor de cette machine est muni d'amortisseurs qui s'opposent à toutes variations rapides du flux lors des régimes transitoires. L'étude du fonctionnement dynamique complet d'une telle machine est très complexe dans un repère triphasé. Pour réduire cette complexité d'étude, nous utiliserons la transformation de Park, puis les grandeurs réduites afin de travailler avec des valeurs faibles et adimensionnelles. Par la suite, nous utiliserons le modèle simplifié d'ordre 3 de la génératrice synchrone à rotor bobiné connectée au bus infini et comportant trois enroulements statoriques, un enroulement rotorique (ou de champ) et deux enroulements amortisseurs (Fig.3.14). Ce modèle simplifié, d'une part peut décrire

précisément le comportement dynamique de la machine [Pil 99] et d'autre part, permet de générer des correcteurs performants qui peuvent être facilement implémentés.

2.5.1 Représentation d'état des systèmes

La connaissance du comportement interne des systèmes physiques, soumis aux sollicitations du milieu extérieur est déterminant pour le développement des correcteurs non linéaires performants. Les problèmes d'analyse et de synthèse de ces correcteurs exigent une représentation fidèle du comportement dynamique de ces systèmes. Le modèle mathématique longtemps utilisé est la représentation externe ou fonction de transfert qui ne prend en compte que le comportement entrée-sortie du système. Pour décrire l'aspect dynamique interne des systèmes, une seconde méthode appelée représentation d'état ou description par les variables d'états a été développée. Dans ce cas, le comportement du système est décrit par un ensemble d'équations différentielles liées entre elles dont le nombre définit l'ordre du système. Les variables de cet ensemble sont appelées variables d'état et en un instant donné elles constituent le vecteur d'état du système. Cette représentation est devenue très intéressante avec le développement, de l'électronique et des techniques automatiques permettant de contourner les difficultés mathématiques liées à la résolution de ces équations différentielles qui sont généralement très complexes. En plus, elle décrit mieux le comportement des systèmes multiples-entrées multiples-sorties comme celui utilisé dans cette thèse. La représentation d'état d'un tel système peut s'écrire à partir d'un ensemble d'équation de la forme :

$$\frac{dx_i}{dt} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_j; t) \quad (21)$$

où les, x_i sont les variables d'état, u_j les variables d'entrée et les f_i des combinaisons de fonctions linéaires et non linéaires avec $i = 1, 2, \dots, n$. Le vecteur $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ est appelé vecteur d'état.

2.5.2 Notion d'unité réduite ou p.u.

La complexité d'analyse des systèmes électriques peut être facilitée en utilisant un système d'unité réduite ou unité relative appelé Per Unit (*p.u.*) en anglais. Ce concept définit une valeur de base pour chaque catégorie afin de normaliser toutes les variables de la même nature. Contrairement aux unités physiques (ampère, volt, ohm, ...), le système d'unité réduite utilise des grandeurs adimensionnelles qui simplifient le modèle des systèmes. Ainsi:

$$\text{quantité par unité réduite (p.u.)} = \frac{\text{quantité réelle}}{\text{Valeur de base de la quantité}}$$

Un choix judicieux d'unité réduite peut minimiser l'effort de calcul et faciliter la compréhension des caractéristiques du système. Certaines quantités de base peuvent être choisies indépendamment et tout à fait arbitrairement, tandis que d'autres dépendent des relations fondamentales entre les variables du système. Sous condition nominale, les valeurs de base sont choisies de sorte que la variable principale soit égale à l'unité (1 p.u).

Dans le cas des machines synchrones, le stator et le rotor ont chacun leur ensemble d'unités relatives. Le choix de, la puissance électrique, la tension terminale entre phase et neutre et la vitesse en radians par seconde comme grandeurs de base initiale permet de définir toutes les autres grandeurs de bases [Gom 05, Kun 94]. Dans le tableau ci-dessous, les indices en B désignent les grandeurs de base et celles en N désignent les grandeurs nominales.

Puissance de base [VA]	Tension de base [V]	Vitesse de base [rad/s]	Couple de base [N.m]
$S_B = S_N$	$V_B = V_N$	$\omega_B = 2\pi \cdot f_B$	$T_B = \frac{S_{3\phi}}{\omega_B}$
Impédance de base [Ω]	Inductance de base [H]	Courant de base au stator [A]	Temps de base [s]
$Z_B = \frac{V_B}{I_B}$	$L_B = \frac{Z_B}{I_B \cdot \omega_B}$	$I_B = \frac{S_{3\phi}}{V_B}$	$t_B = \frac{1}{\omega_B}$

Tableau 3.1 Expression des grandeurs de base de la machine synchrone

2.5.3 Transformation de Park

L'étude des machines électriques dans un repère triphasé est très complexe d'où la nécessité d'opérer un changement de repère approprié. Ce changement de repère permet de simplifier leur modèle mathématique, et par la suite de synthétiser aisément des correcteurs en vue de leur commande. L'une des transformations les plus utilisées actuellement pour réduire la complexité d'étude des machines électriques est celle de Park qui fait passer les grandeurs d'un repère triphasé fixe lié au stator à un repère diphasé tournant lié au rotor. Ce passage, fait correspondre aux variables réelles leurs composantes d'axe direct (indice d), d'axe en quadrature (indice q) et homopolaire (indice 0). Les nouvelles grandeurs sont obtenues soit, par projection des variables réelles sur les axes $dq0$ [And 02], soit par utilisation des transformations de CLARKE et CONCORDIA suivies d'une rotation [Mou 08a]. L'axe direct d est à chaque instant localisé par sa position θ qui est l'angle formé par l'axe magnétique f (axe de l'enroulement rotorique) et la phase statorique a . L'axe en quadrature q est perpendiculaire à l'axe direct et l'axe homopolaire est perpendiculaire au plan formé par les axes dq .

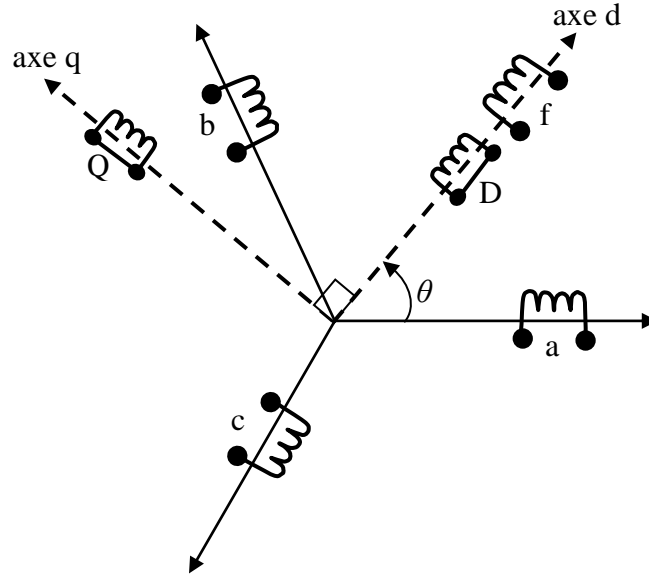


Fig.2.14 Circuits statorique et rotorique de la génératrice synchrone avec ses amortisseurs

La matrice de passage de Park des variables réelles aux variables $dq0$ est donnée par [Kun 94] :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (22)$$

À partir des variables $dq0$, on peut retrouver les grandeurs réelles à travers la matrice de transformation inverse de Park. Cette matrice s'écrit:

$$P^{-1}(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (23)$$

avec $\theta = \omega_m t$

2.5.4 Modèle de la génératrice synchrone dans le référentiel de Park

Le modèle mathématique de la génératrice synchrone (Fig.3.14) s'obtient sur la base des hypothèses simplificatrices suivantes [Mou 08a, Kun 94] :

- les enroulements statoriques sont sinusoïdalement répartis, ce qui facilite la prise en compte des inductances mutuelles entre le stator et le rotor.
- l'effet de la température est négligeable sur la valeur des résistances statoriques et rotoriques, ce qui est admissible pour les machines synchrones.
- l'hystérésis, les courants de Foucault et les couplages capacitifs sont négligeables, ce qui permet d'exprimer tous les flux en fonction des courants et des inductances propres et mutuelles.
- la saturation du circuit magnétique est négligeable, ce qui permet de réduire la complexité d'analyse du modèle de la machine synchrone.

Dans ces conditions, les équations électriques dans le repère triphasé de la génératrice synchrone à rotor bobiné sont données par la loi de Faraday [Mou 08b, And 02] :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_a = -R_s \cdot i_a + \frac{d\psi_a}{dt} \\ v_b = -R_s \cdot i_b + \frac{d\psi_b}{dt} \\ v_c = -R_s \cdot i_c + \frac{d\psi_c}{dt} \\ v_f = R_f \cdot i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \\ 0 = R_D \cdot i_D + \frac{d\psi_D}{dt} \\ 0 = r_Q \cdot i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt} \end{array} \right. \quad (23)$$

où $(\psi_i)_{i=a,b,c}$ sont les flux totaux induits dans les phases a , b et c du stator, ψ_f flux total induit dans le rotor, ψ_D et ψ_Q sont respectivement les flux totaux induits dans les amortisseurs de l'axe direct d et de l'axe en quadrature q . R_s , R_f , R_D et R_Q sont respectivement les résistances, des enroulements statoriques, du bobinage de la roue polaire, des enroulements amortisseurs sur l'axe direct et l'axe en quadrature.

En appliquant la transformation de Park à l'équation (23), nous obtenons les équations des tensions instantanées de la génératrice synchrone en unité réduite (pu) dans les quels ω_e désigne la pulsation des courants statoriques. On obtient ainsi [Kun 94] :

$$\begin{cases} v_d = -R_s i_d - \omega_e \psi_q + \frac{d\psi_d}{dt} \\ v_q = -R_s i_q + \omega_e \psi_d + \frac{d\psi_q}{dt} \\ v_f = R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \\ 0 = R_D i_D + \frac{d\psi_D}{dt} \\ 0 = R_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt} \end{cases} \quad (24)$$

De la même manière que les équations de tension, l'application de la transformation de Park aux équations de flux donne:

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -l_d & 0 & m_{sf} & m_{sD} & 0 \\ 0 & -l_q & 0 & 0 & m_{sQ} \\ -m_{sf} & 0 & l_f & M_{fD} & 0 \\ -m_{sD} & 0 & M_{fD} & l_D & 0 \\ 0 & -m_{sQ} & 0 & 0 & l_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (25)$$

avec l_d, l_q, l_f, l_D, l_Q , respectivement les inductances propres d'axe direct, d'axe en quadrature, de l'inducteur ou roue polaire, des amortisseurs d'axe direct et d'axe en quadrature.

$M_{fD}, m_{sf}, m_{sD}, m_{sQ}$, respectivement la mutuelle inductance entre, l'inducteur et l'amortisseur d'axe direct, stator et inducteur, stator et l'amortisseur d'axe direct, stator et l'amortisseur d'axe en quadrature.

$\psi_d, \psi_q, \psi_f, \psi_D, \psi_Q$, respectivement le flux, sur l'axe direct, sur l'axe en quadrature, de l'inducteur, des amortisseurs d'axe direct et d'axe en quadrature.

i_d, i_q, i_f, i_D, i_Q , respectivement le courant qui traverse l'enroulement, d'axe direct, d'axe en quadrature, de la roue polaire, des amortisseurs d'axe direct et d'axe en quadrature.

Pour une modélisation plus complète de la génératrice synchrone, il faut ajouter à ces équations électriques, l'équation dynamique mécanique définie par la relation suivante :

$$\frac{2H}{\omega_s} \dot{\omega} = C_m - C_{em} - C_f \quad (26)$$

avec C_m, C_{em}, C_f , respectivement les couples, mécanique, électromagnétique et de frottement visqueux, ω_s et H sont respectivement la vitesse de synchronisme et la constante d'inertie de la machine synchrone.

Ces couples sont données par les équations suivantes:

$$\begin{cases} C_m = \frac{P_m}{\omega} \\ C_{em} = \psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d \\ C_f = f \cdot \omega \end{cases} \quad (27)$$

2.5.5 Paramètres techniques de la génératrice synchrone

Les machines électriques peuvent être perturbées par divers phénomènes (court-circuit, variation brusque de la charge,...) entraînant le passage d'un mode de fonctionnement à un autre. Ce passage, qui n'est pas instantané s'effectue dans des laps de temps appelés régimes transitoires. Les modes accompagnant ces régimes transitoires sont au nombre de quatre: très rapides (ou de commutation), rapides (ou électromagnétique), lents (ou mécanique) et très lents (ou d'échauffement). Nous nous intéressons aux modes rapides et lents correspondant aux phénomènes électromagnétiques et mécaniques qui sont importants dans le cadre de l'entraînement par une turbine. La génératrice, dans ces conditions est caractérisée par ses paramètres (réactances et constantes de temps) transitoires et subtransitoires; ce qui explique d'ailleurs que la plupart des industriels fournissent ces informations en unité réduite. Pour plus d'information, le lecteur pourra se référer à [Mou 08a, Gom 05].

➤ Réactances transitoire et subtransitoire de l'induit

Dans les machines tournantes, les résistances peuvent être négligées car leur valeur est généralement très faible par rapport à celle des réactances. Si toutes les résistances sont négligées,

- la réactance subtransitoire d'axe direct X_d'' peut être exprimée par :

$$X_d'' = \omega(l_d - \frac{l_D \cdot m_{sf}^2 + l_f \cdot m_{sD}^2 - 2m_{sf} \cdot M_{fD} \cdot m_{sD}}{l_f \cdot l_D - M_{fD}^2}) \quad (28)$$

La réactance transitoire d'axe direct X_d' s'obtient en négligeant l'influence de l'amortisseur (D) sur l'expression précédente. Cela revient à considérer les mutuelles inductances comme quasi-nulles, on obtient alors :

$$X_d' = \omega(l_d - \frac{m_{sf}^2}{l_f}) \quad (29)$$

Si de plus, on néglige l'effet de l'inducteur sur l'équation (29), on obtient la réactance synchrone d'axe direct X_d comme suit :

$$X_d = \omega l_d \quad (30)$$

- la réactance subtransitoire d'axe en quadrature X_q'' est donnée par :

$$X_q'' = \omega(l_q - \frac{m_{sQ}^2}{l_Q}) \quad (31)$$

Finalement, on obtient la réactance synchrone d'axe en quadrature X_q en négligeant l'influence du circuit amortisseur (Q) dans l'équation ci-dessus :

$$X_q = \omega.l_q \quad (32)$$

Les simplifications considérées dans cette partie sont raisonnables, car les amortisseurs ne jouent un rôle essentiel qu'en début de régime transitoire rapidement variable et en régime établi, les flux créés sur les axes direct et en quadrature ne sont affectés ni par eux, ni par l'inducteur [Gom 05].

➤ **Constantes de temps d'axe direct en circuit ouvert**

Dans le fonctionnement à vide d'une machine synchrone entraînée à vitesse de synchronisme, les courants statoriques sont nuls et la tension v_a en régime transitoire est la superposition de trois fonctions de pulsation ω . La première donne le régime transitoire, la deuxième et la troisième s'amortissent respectivement avec la constante de temps, transitoire d'axe direct en circuit ouvert T_{d0}' et subtransitoire d'axe direct en circuit ouvert T_{d0}'' [Gom 05].

$$T_{d0}' = \frac{l_f}{R_f} \quad (33)$$

$$T_{d0}'' = \frac{l_D}{R_D} (1 - \frac{M_{fD}^2}{l_f.l_D}) \quad (34)$$

Dans ces conditions, les constantes de temps, de fuite d'amortisseur d'axe direct T_D , subtransitoire d'axe en quadrature T_{q0}'' en circuit ouvert sont données par :

$$T_D = \frac{l_D}{R_D} (1 - \frac{M_{fD}.m_{sD}}{m_{sf}.l_D}) \quad (35)$$

$$T_{q0}'' = \frac{l_Q}{R_Q} \quad (36)$$

➤ **Constantes de temps d'axe direct en court-circuit**

Lorsqu'une génératrice synchrone fonctionnant à vide avec un courant d'excitation i_F est soumise à un court-circuit triphasé, le courant statorique i_a est la composition d'un terme permanent et de deux termes amortis. Le premier s'amortit, avec la constante de temps

transitoire d'axe direct en court-circuit T_d' , le second, avec la constante de temps subtransitoire d'axe direct en court-circuit T_d'' .

$$T_d' = \frac{l_f}{R_f} \left(1 - \frac{m_{sf}^2}{l_d \cdot l_f}\right) \quad (37)$$

$$T_d'' = \frac{l_D}{R_D} \left(1 - \frac{l_d \cdot M_{fD}^2 + l_f \cdot m_{sD}^2 - 2m_{sf} \cdot M_{fD} \cdot m_{sD}}{l_D(l_f \cdot l_d - m_{sf}^2)}\right) \quad (38)$$

La constante de temps subtransitoire d'axe en quadrature en court-circuit T_q'' est :

$$T_q'' = \frac{l_Q}{R_Q} \left(1 - \frac{m_{sQ}^2}{l_d \cdot l_Q}\right) \quad (39)$$

La connaissance de certains paramètres permet de déduire les autres à partir des relations d'équivalences suivantes [Mou 08a] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{X_d}{X_d'} = \frac{T_{d0}'}{T_d'} \\ \frac{X_d}{X_d''} = \frac{T_{d0}''}{T_d''} \\ \frac{X_q}{X_d''} = \frac{T_{q0}''}{T_q''} \end{array} \right. \quad (40)$$

2.5.6 Représentation d'état de la machine synchrone

La machine synchrone utilisée dans cette thèse (Fig.3.14) est décrite comme toute machine électrique par un ensemble d'équations électriques et mécaniques. En tenant compte du fonctionnement dynamique complet, le modèle d'une telle machine est décrit par un système de sept équations différentielles [And 02]. Son modèle simplifié s'obtient en négligeant certaines dynamiques rapides du modèle complet, notamment celles des amortisseurs. Les raisons de ce choix sont expliquées dans le paragraphe précédent. En considérant les dynamiques statoriques, et en négligeant celles correspondant au phénomène subtransitoire des amortisseurs, on obtient le modèle à deux axes ou modèle d'ordre quatre de la génératrice synchrone. Si de plus, on néglige les dynamiques correspondant au phénomène transitoire des amortisseurs dans le modèle à deux axes, on obtient le modèle à un axe ou modèle d'ordre trois (3) de la génératrice synchrone [And 02, Sau 98]. Le modèle à deux axes est régi par l'ensemble d'équations ci-dessous :

$$\begin{cases} T_{d0}' \frac{dE_q'}{dt} = -E_q' - (X_d - X_d') I_d + E_{fd} \\ T_{q0}' \frac{dE_d'}{dt} = -E_d' + (X_q - X_q') I_q \\ \frac{2H}{\omega_s} \dot{\omega} = C_m - [(X_q' - X_d') I_d I_q + E_d' I_d + E_q' I_q] - f \omega \\ \dot{\delta} = \omega \end{cases} \quad (41)$$

où E_{fd}, E_d', E_q' sont respectivement les forces électromotrices, induites dans l'enroulement inducteur, transitoire d'axe directe et d'axe en quadrature. I_d, I_q , sont les courants statoriques d'axe d et d'axe q . T_{d0}', T_{q0}' représentent respectivement les constantes de temps transitoire en circuit ouvert, d'axes directe et en quadrature. X_d, X_q, X_d', X_q' sont respectivement les réactances synchrones d'axe d et d'axe q et transitoires d'axes directe et en quadrature.

δ est l'angle de puissance (angle de charge) de la machine.

Le vecteur d'état de ce modèle à deux axes est d'ordre 4:

$$X = [E_d', E_q', \omega, \delta]^T$$

En négligeant la dynamique transitoire des amortisseurs, cela revient à considérer que les variations de la f.e.m. transitoire d'axe d sont nulles. À partir de l'équation (41), on obtient alors le modèle à un axe défini par [And 02, Sau 98] :

$$\begin{cases} T_{d0}' \frac{dE_q'}{dt} = -E_q' - (X_d - X_d') I_d + E_{fd} \\ \frac{2H}{\omega_s} \dot{\omega} = C_m - [(X_q - X_d') I_d I_q + E_q' I_q] - f \omega \\ \dot{\delta} = \omega \end{cases} \quad (42)$$

Le vecteur d'état de ce modèle d'ordre 3 est le suivant :

$$X = [E_q', \omega, \delta]^T$$

Dans ce vecteur d'état, la force électromotrice transitoire d'axe en quadrature n'est pas mesurable, par conséquent on effectue un changement de variable afin de la remplacer par la composante de la puissance électrique active. Ce changement de variable s'explique aussi par le fait qu'il existe une relation entre ces deux grandeurs. Cette relation sera présentée plus tard dans ce mémoire de thèse. Le nouveau vecteur d'état devient alors :

$$X = [P_e, \omega, \delta]^T$$

2.5.7 Génératrice synchrone d'ordre 3 connectée au bus infini

Le modèle complet de la génératrice synchrone est très complexe et extrêmement difficile à traiter dans la conception et l'implémentation des correcteurs; d'où la nécessité d'utiliser les modèles simplifiés. Le modèle simplifié d'ordre 3 de la génératrice synchrone connectée au bus infini est devenu très intéressant dans la commande des systèmes couplés au réseau électrique, car, il prend directement en compte les caractéristiques de la machine et de la ligne de connexion. Ce modèle est obtenu à partir de l'équation (42) dans laquelle la dynamique de la force électromotrice transitoire d'axe q sera remplacée par celle de la puissance électrique (équation 44) échangée entre la génératrice synchrone et le bus infini. La génératrice synchrone connectée au bus infini à travers une ligne de transmission peut être illustrée par la figure suivante:

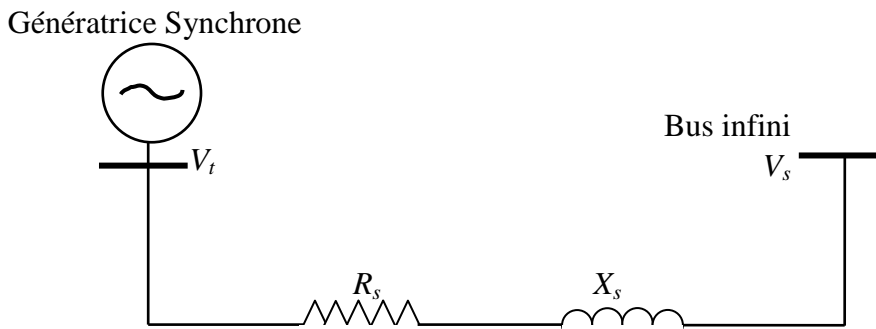


Fig.2.15 Génératrice synchrone couplée au réseau électrique

À noter que R_s , X_s représentent respectivement la résistance et la réactance globale (ligne, transformateur) de la ligne de transmission; V_t , et V_s sont respectivement la tension terminale de la génératrice synchrone et la tension du bus infini.

Le modèle dynamique de cette génératrice synchrone connectée au bus infini est décrit par un ensemble d'équations électriques et mécaniques qui sont données dans [Dam 04, Zhu 97].

- Dynamique électrique de la génératrice synchrone

Dans les machines synchrones, la différence entre la réactance transitoire d'axe d et la réactance synchrone d'axe q est faible, par conséquent, on suppose généralement que $X'_d = X_q$ [Zhu 97]. Dans ces conditions,

❖ La f.e.m. transitoire sur l'axe en quadrature est donnée par :

$$\dot{E}'_q(t) = \frac{1}{T'_{d0}} (E_f(t) - E_q(t)) \quad (43)$$

avec $E_q(t) = E'_q(t) + (X_d - X'_d)I_d(t)$, $E_f(t) = k_c \cdot u_f(t)$ et $\dot{E}'_q(t) = \frac{dE'_q(t)}{dt}$

u_f est la tension d'excitation de la roue polaire et k_c le gain d'amplification de l'excitation.

❖ Les Puissances électriques active P_e et réactive Q_e sont données comme suit :

$$P_e(t) = \frac{E'_q(t) \cdot V_s}{X'_{ds}} \sin \delta(t) = E'_q I_q \quad (44)$$

$$Q_e(t) = \frac{E'_q(t) \cdot V_s}{X'_{ds}} \cos \delta(t) - \frac{V_s^2}{X'_{ds}} \quad (45)$$

où $X'_{ds} = X'_d + X_s$ la réactance transitoire totale du système (machine et ligne de transmission) et $\delta(t)$ l'angle de puissance ou de charge de la machine.

❖ Les expressions des courants dans le référentiel dq sont données par les équations ci-dessous:

$$I_d(t) = \frac{E'_q(t) - V_s \cdot \cos \delta(t)}{X'_{ds}} \quad (46)$$

$$I_q(t) = \frac{V_s}{X'_{ds}} \sin \delta(t) \quad (47)$$

- Dynamique mécanique de la génératrice synchrone

En unité réduite, les équations mécaniques du modèle d'ordre 3 de la génératrice connectée au bus infini sont données par [Dam 04] :

$$\dot{\delta}(t) = \omega(t) \quad (48)$$

$$\dot{\omega}(t) = -\frac{D}{H} \omega(t) - \frac{\omega_s}{H} (P_e(t) - P_m(t)) \quad (49)$$

avec $\omega(t) = \omega_g(t) - \omega_s$

ω_g , ω_s sont respectivement, la vitesse angulaire de la machine et la vitesse de synchronisme. H la constante d'inertie de la machine en seconde et D le coefficient de frottement en unité réduite. Pour plus d'information sur la transformation en unité réduite des grandeurs mécaniques, le lecteur pourra consulter [Kun 94]. La représentation d'état de ce modèle peut se mettre sous la forme suivante [Ken 10]:

$$\begin{cases} \dot{\delta} = \omega \\ \dot{\omega} = -\frac{D}{H}\omega - \frac{\omega_s}{H}(P_e - P_m) \\ \dot{P}_e = -\frac{X_{ds}}{X_{ds}'T_{d0}'} \left(P_e - \left\{ \frac{V_s}{X_{ds}} \sin \delta \left[k_c u_f + T_{d0}'(X_d - X_d') \frac{V_s}{X_{ds}'} \omega \sin \delta \right] + T_{d0}' \frac{X_{ds}'}{X_{ds}} P_e \omega \cot \delta \right\} \right) \end{cases} \quad (50)$$

2.5.8 Estimation de l'angle de puissance et de la tension terminale

Dans la représentation d'état du modèle de la génératrice synchrone connectée au bus infini (équation (50)), la vitesse ω et la puissance électrique P_e sont mesurables tandis que l'angle de puissance δ ne l'est pas. Pour cette raison, nous l'estimerons à partir des grandeurs mesurables de la machine connectée au bus infini via la ligne de transmission [Ken 10, Dam 04].

$$\delta = \arccot \left(\frac{V_s}{X_s \cdot P_e} \left(-\frac{X_d \cdot V_s}{X_{ds}} + \sqrt{V_t^2 - \frac{X_s^2 \cdot P_e^2}{V_s^2}} \right) \right) \quad (51)$$

avec $X_{ds} = X_d + X_s$, la réactance synchrone globale du système.

Dans cette équation (51), l'expression de la tension terminale V_t de la machine apparaît alors qu'elle n'est pas représentée dans le modèle d'état de l'équation (50). Par conséquent, elle sera aussi estimée en fonction des grandeurs mesurables de la génératrice connectée au bus infini [Ken 10].

$$V_t = \left(\frac{X_s^2 \cdot P_e^2}{V_s^2 \cdot \sin^2 \delta} + \frac{X_d^2 \cdot V_s^2}{X_{ds}} + \frac{2X_d \cdot X_s}{X_{ds}} P_e \cdot \cos \delta \right)^{1/2} \quad (52)$$

Par ailleurs, cette tension terminale peut aussi s'exprimer en fonction des composantes d'axe directe et d'axe en quadrature de la tension statorique. Ce modèle est extrêmement intéressant en implémentation car il permet de construire V_t à partir de la transformation de Park appliquée aux tensions statoriques triphasées de la machine.

$$V_t^2 = V_d^2 + V_q^2 \quad (53)$$

Bien que la tension terminale V_t ne soit pas un élément du vecteur d'état de l'équation (50), les équations (51) et (52) montrent clairement qu'il existe une relation entre la tension terminale et l'angle de puissance. Ce fait est intéressant car nous pourrions contrôler la tension terminale à travers l'angle de puissance.

Le schéma bloc du modèle d'ordre 3 de la génératrice synchrone connecté au bus infini est illustré comme suit:

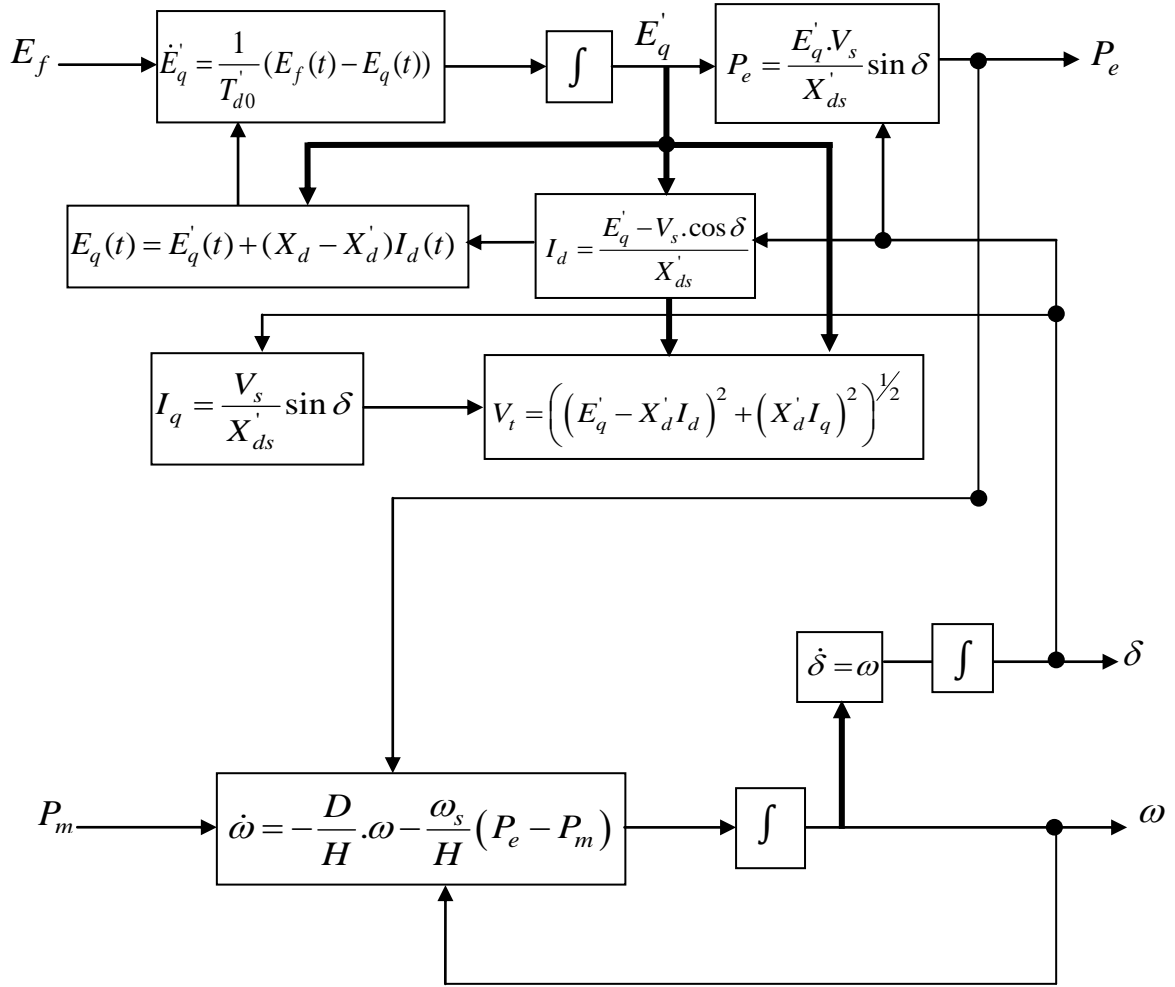


Fig.2.16 Schéma bloc du modèle d'ordre 3 de la génératrice synchrone

Le schéma complet du système hydrolien connecté au bus infini est illustré par la figure suivante:

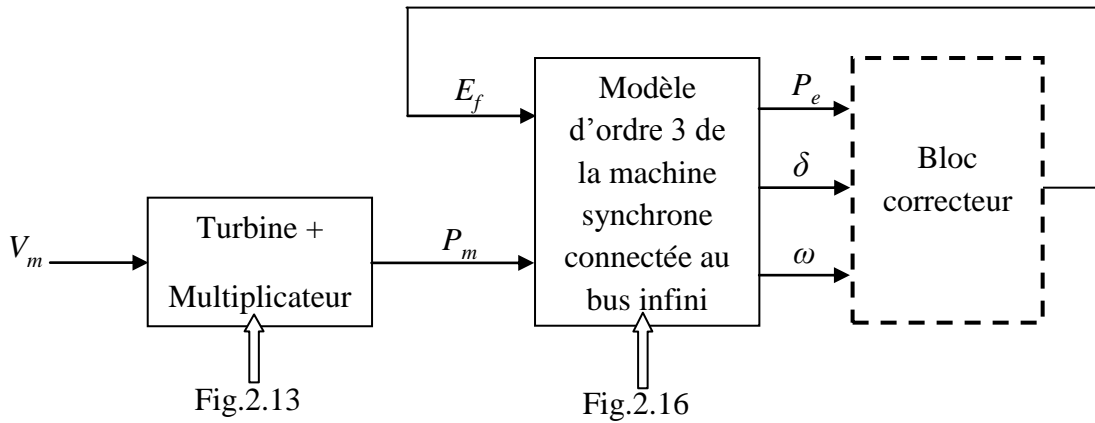


Fig.2.17 Schéma bloc du système hydrolien connecté au réseau électrique

2.6 Conclusion

Dans cette partie, une modélisation complète du système de production d'énergie hydrolienne a été présentée en faisant souvent un parallèle avec la technologie éolienne. La plage de variations de l'élément d'entrée de ce système qui est la vitesse des courants de marée est obtenue à partir des données réelles du site du Raz de Sein (Bretagne, France). Ces courants de marée entraînent la turbine et la caractérisation hydrodynamique de celle-ci a été étudiée suivant deux théories: la théorie du disque actif et la théorie BEM qui est actuellement la meilleure dans la conception des pales. La performance hydrocinétique de cette turbine est caractérisée par son coefficient de puissance qui est extrapolé à partir des courbes expérimentales d'hydrolienne dont le profil des pales est conçu sur la base de cette théorie BEM. Pour des raisons de simplifications, le modèle à deux masses de la liaison turbine génératrice est utilisé et sa compatibilité dans l'étude du système hydrolien a été justifiée. Enfin, une attention particulière a été portée sur la modélisation de la génératrice synchrone à rotor bobiné. Pour réduire la complexité d'étude de cette machine, nous avons, utilisé la transformation de Park, puis introduit les notions de grandeurs réduites (*p.u.*). Dans le même souci de réduction, les modèles simplifiés d'ordre quatre et trois ont été étudiés et l'avantage du modèle d'ordre trois connecté au bus infini a été présenté. Dans la suite, ce modèle sera utilisé pour la synthèse et l'implémentation des contrôleurs non linéaires et la partie encadrée par les pointillés (Fig.2.17) fera l'objet du prochain chapitre.

Bibliographie :

- [Abu 08] N. Abu-Tabak. Thèse: Stabilité Dynamique des systèmes électriques multimachines: Modélisation, Commande, Observation et Simulation. Thèse, Ecole doctorale d'Electronique, d'Electrotechnique et d'Automatique de Lyon. Soutenue, le 19 Novembre 2008.
- [And 02] P.M. Anderson, A.A. Fouad. Power System Control and Stability 2nd Edition. A Djohn Wilney & Soon, INC, Publication 2002.
- [Bah 03] A.S. Bahaj, L.E. Myers. Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production Renewable Energy 28 (2003) 2205–2211. ELSEVIER.
- [Bah 07] A.S. Bahaj, A.F. Molland, J.R. Chaplin, W.M.J. Batten. Power and Thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank. Renewable Energy 32 (2007) 407–426. ELSEVIER.
- [Bat 06] W.M.J. Batten , A.S. Bahaj, A.F. Molland, J.R. Chaplin. Hydrodynamics of marine current turbines. Renewable Energy 31 (2006) 249–256. ELSEVIER.
- [Ben 07] S.E. Ben Elghali, R. Balme, K.L. Saux, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, F. Hauville. A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine. IEEE Journal of Oceanic Engineering , Vol. 32, N°. 4, October 2007.
- [Ben 08] S.E. Ben Elghali. Modélisation et Commande d'une Hydrolienne Equipée d'une Génératrice Asynchrone Double Alimentation. JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [Ben 09] S.E. Ben Elghali. Thèse: On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems. Thèse de doctorat de l'Université de Bretagne Occidentale. Soutenue le 08 décembre 2009.
- [Ben 10] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier. Generator Systems for Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications. XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome.
- [Bur 01] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. Wind Energy Handbook. 2001 by John Wiley & Sons, Ltd Baffins Lane, Chichester West Sussex, PO19 1UD, England.

- [Dam 04] G. Damm, R. Marino, F. Lamnabhi-Lagarigue. Adaptive nonlinear output feedback for transient stabilization and voltage regulation of power generators with unknown parameters. *International Journal Of Robust And Nonlinear Control*. 2004; **14**:833–855.
- [Dav 04] J.F. Daviau, H. Majastre, F. Guena, J. Ruer. Divers Aspects de l'Exploitation de l'Energie des Courants Marins. Publication SeaTech Week (corrigée) – Brest - 20-21 octobre 2004.
- [Dob 09] I. Dobrev. Thèse: Modèle Hybride de Surface Active pour l'Analyse du Comportement Aérodynamique des Rotors éoliens à Pales Rigides ou Déformables. Doctorat, Ecole Normale Supérieure d'Arts et Métiers, PariTech. Soutenue le 08 Décembre 2009.
- [Gom 05] R. Goma. Thèse: Stabilisation des Réseaux électriques: Mise en Œuvre sur Bancs d'Essais des Commandes non linéaires. Doctorat, Université Paris XI Orsay. Soutenue en 2005.
- [Ken 10] G. Kenné, R. Goma, H. Nkwawo, F. Lamnabhi-Lagarigue, A. Arzandé, J.C. Vannier. Real-time transient stabilization and voltage regulation of power generators with unknown mechanical power input. *Energy Conversion and Management* 51 (2010) 218–224. *ELSEVIER*.
- [Kun 94] P. Kundur. Power System Stability and Control. Power System Planning and Operations Program, Electric System Division, Electric Power Research Institute. 3412 Hillview Avenue, Palo Alto. California.
- [Lav 05] N. Laverdure. Thèse: L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble. Soutenue le 09 Décembre 2005.
- [Mat 06] G. Mattarolo, J. Bard, P. Caselitz, J. Giebhardt. Control and Operation of Variable Speed Marine Current Turbines Results from a Project funded by the German Ministry for the Environment. *Owemes 2006, 20-22 April. Citavecchia, Italy*.
- [Mou 08a] E.B. Mouni. Thèse: Contribution à l'amélioration des performances des génératrices synchrones : nouvelle structure d'excitation basée sur une machine à aimants et combinée à des lois de commande avancées. Doctorat, Université de Poitiers. Soutenue le 25 Novembre 2008.

- [Mou 08b] E.B. Mouni, S. Tnani, G. Champenois. Synchronous generator modeling and parameters estimation using least squares method. *Simulation Modelling Practice and Theory* 16 (2008) 678–689. *ELSEVIER*.
- [Mye 05] L. Myers, A.S. Bahaj. Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race. *Renewable Energy* 30 (2005) 1713–1731. *ELSEVIER*.
- [Pil 99] S. Pillutla, A. Keyhani. Neural Network Based Modeling of Round Rotor Synchronous Generator Rotor Body Parameters from Operating Data. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.14, N°3, September 1999.
- [Sal 03] S.K. Salman, A.L.J. Teo. Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, N°. 2, may 2003.
- [Sau 98] P.W. Sauer, M.A. Pai. *Power System Dynamics and Stability*. Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey 07458, 1998.
- [Yel 09] Ye Li. Modeling the Energy Output from an In-Stream Tidal Turbine Farm. *Journal Of Computers*, Vol. 4, N°. 4, 288-294; April 2009.
- [Zhu 97] C. Zhu, Z. Zhou, Y. Wang. A New Nonlinear Voltage Controller for Power Systems. *Electrical Power & Energy systems*, Vol.19 N°1; pp-19-27; 1997. *ELSEVIER*.

Chapitre 3

Commande non linéaire d'une hydrolienne couplée au réseau électrique

3.1 Introduction

L'énorme défi dans la génération d'énergie renouvelable est leur intégration au réseau électrique, dû à la nature très fluctuante des ressources. À contrario des autres sources d'énergie renouvelables, les courants de marée permettent de produire l'électricité de manière régulière et prévisible [Mye 05], cela offre aux hydroliennes immergées une facilité d'intégration au réseau électrique par rapport à beaucoup de sources d'énergie renouvelable. Cette production d'énergie électrique est faite via à une génératrice synchrone ou asynchrone qui permet de convertir l'énergie mécanique extraite par la turbine hydrolienne en énergie électrique. Contrairement aux éoliennes, les hydroliennes utilisent généralement une génératrice synchrone qui a un meilleur rendement de conversion que la génératrice asynchrone. Les résultats de l'étude comparative faite dans [Ben 10, Ben 12] entre une génératrice synchrone et asynchrone confirme que la génératrice synchrone est plus avantageuse que l'asynchrone dans les applications marines. L'inconvénient majeur avec ces génératrices synchrones est qu'elles possèdent un couple massique faible, ce qui peut entraîner leur décrochage du réseau électrique en cas de fortes perturbations les éloignant de leur point de fonctionnement. De plus, le modèle de la génératrice synchrone choisi dans le chapitre 2, repose sur certaines hypothèses simplificatrices qui permettent de négliger certaines dynamiques internes. Dans ces conditions, le couplage direct d'une telle génératrice au réseau électrique exige le développement d'une commande précise, robuste et rapide en termes de convergence. Pour prendre en compte ces exigences dans la synthèse de notre correcteur, nous nous sommes intéressés à la commande non linéaire utilisant la technique du

mode glissant. Le choix de cette technique de commande repose sur sa facilité de mise en œuvre matérielle et sur sa grande robustesse vis-à-vis des variations paramétriques du système et des perturbations externes [Slo 91]. Ces qualités ont valu à cette technique de commande une large application dans la commande des systèmes mécaniques, notamment celle des éoliennes qui présentent beaucoup de similarités avec les hydroliennes. Malgré le fort intérêt suscité par ces hydroliennes aujourd'hui, force est de reconnaître que très peu d'études sont faites sur leur commande. Dans [And 08], les auteurs développent deux régulateurs classiques (PI) pour la commande du convertisseur d'électronique de puissance qui assure la connexion au réseau électrique d'un système hydrolien Génératrice Synchrone à Aimant Permanent (GSAP). Seulement les performances de ces régulateurs classiques ne sont satisfaisantes qu'autour d'un point de fonctionnement et peuvent être fortement altérées en cas de perturbations éloignant le système de ce point. Pour améliorer la performance de ces correcteurs classiques, les auteurs de [Ben 11] ont proposé une commande par mode glissant d'ordre deux pour un système hydrolien GSAP. Cette contribution concerne la robustesse du contrôleur qui ne régule que la fréquence, ce qui explique d'ailleurs que leur système ne peut être connecté au réseau électrique. D'une manière générale, aucun de ces travaux ne régule simultanément la tension terminale et la fréquence du système hydrolien pour assurer son couplage direct au réseau électrique. De plus, aucun test sous perturbations n'est réalisé afin d'étudier les performances des contrôleurs proposés. Par conséquent, nous nous sommes intéressés à l'extension des travaux de [And 08, Ben 11], c'est-à-dire le développement d'une commande non linéaire par mode glissant pour réguler simultanément la fréquence et la tension de notre système hydrolien directement connecté au réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous présenterons brièvement les techniques de commande par mode glissant et d'étude de la stabilité d'un système non linéaire par la méthode de Lyapunov. Après, ces techniques seront appliquées pour la synthèse de la loi de commande proposée pour le couplage direct au réseau électrique du système hydrolien Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné (GSRB). En plus, une description du contrôleur classique AVR-PSS sera faite et une technique de réglage de ses paramètres sera proposée. Enfin, les simulations sous Matlab/Simulink seront réalisées sur une période de marée puis sur une durée de 20s avec des perturbations de types électrique et mécanique. Les résultats de simulation obtenus sous perturbations nous permettront de comparer la robustesse du contrôleur non linéaire proposé par rapport au contrôleur classique AVR-PSS.

3.2 Introduction à la structure variable

3.2.1 Généralités

Le concept de la structure variable a été introduit au cours du dernier siècle par les chercheurs russes tels que: Tsytkin, Aizerman, Emelyanov et Fillippov [Slo 91]. Les systèmes de commande basés sur ce concept sont composés d'un ensemble de fonctions continues et d'une fonction de commutation appropriée. Ces systèmes sont devenus très attractifs ces dernières décennies car ils présentent des propriétés de robustesse intéressantes, d'où leur utilisation dans la synthèse de commande des systèmes non linéaires incertains. Le modèle mathématique décrivant le comportement dynamique d'un tel système non linéaire est généralement imprécis, dû à l'effet des perturbations externes pouvant agir sur lui ou à une négligence de certaines dynamiques internes permettant de réduire sa complexité d'étude. Dans la commande de ces types de systèmes, le contrôleur conçu sur la base du modèle imprécis aura une robustesse limitée. Pour augmenter cette robustesse, une solution est d'adjoindre au modèle du contrôleur un terme de robustesse et la technique du mode glissant s'est montrée particulièrement intéressante à cause de la facilité de sa preuve de convergence. Cette simplicité de synthèse mathématique a valu à la technique du mode glissant une large application dans la commande des systèmes mécanique, d'où son utilisation dans cette étude.

3.2.2 Commande à modes glissants

La Commande à Modes Glissants (CMG) est une commande à structure variable, très connue pour ses propriétés de robustesse, sa simplicité de synthèse et de mise en œuvre matérielle. L'idée de cette technique est d'utiliser une commande discontinue pour ramener le système au voisinage de la surface de glissement et de le maintenir dans cette région quelque soit les perturbations extérieures auxquelles il peut être soumis. La condition de convergence de cette technique de commande repose sur la théorie de la stabilité au sens de Lyapunov. L'inconvénient majeur de l'utilisation de la technique de commande à modes glissants est le phénomène haute fréquence appelé broutement (chattering en anglais). Ce phénomène peut être nocif dans l'implémentation car il est insupportable pour certains actionneurs et capteurs et peut aussi exciter les dynamiques rapides négligées lors de la modélisation du système [Slo 91]. Pour réduire l'effet de chattering, plusieurs techniques sont proposées dans la littérature et celle que nous avons adoptée à cause de sa simplicité est l'utilisation d'un filtre passe bas du premier ordre. Les critères de choix de ce filtre sont détaillés dans [Flo 02, Ken 03]. Pour plus d'information sur la commande à mode glissant, le lecteur pourra se référer à [Slo 91].

3.3 Stabilité d'un système par la théorie de Lyapunov

Dans la commande des systèmes non linéaires, l'étude de la stabilité est indispensable et primordiale car un système de contrôle instable est dangereux et totalement inutile. Plusieurs théories d'étude de la stabilité des systèmes de commande non linéaires existent dans la littérature, cependant celle introduite par Lyapunov est l'une des plus intéressantes car elle s'applique à de nombreux systèmes. Cette théorie comporte deux méthodes: la méthode indirecte ou celle de la linéarisation et la méthode directe ou seconde méthode. La méthode indirecte suppose que les propriétés de stabilité d'un système non linéaire sont approximativement les mêmes que celles de son linéarisé autour d'un point de fonctionnement. Dans ces conditions, les dynamiques apportées par les non linéarités seront négligées lors de la linéarisation alors qu'elles sont plus riches en information que les dynamiques linéaires [Slo 91]. Pour étudier la stabilité des systèmes non linéaires sans approximation ni linéarisation, Lyapunov a introduit une nouvelle méthode appelée méthode directe qui est mieux détaillée dans [Slo 91]. Cette méthode directe est particulièrement intéressante dans l'étude de la stabilité de notre système hydrolien commandé car son modèle est fortement non linéaire.

3.3.1 Méthode directe de Lyapunov

La méthode directe de Lyapunov est une technique mathématique efficace pour l'étude de la stabilité des commandes de systèmes non linéaires. Elle repose sur le concept de l'énergie totale associée au système, c'est-à-dire :

« Si l'énergie totale d'un système mécanique ou électrique se dissipe de manière continue, le système (linéaire ou non linéaire) doit finalement rejoindre un point d'équilibre [Slo 91] ».

On pourra conclure quant à la stabilité par l'étude des variations d'une fonction mathématique de l'énergie. Si cette fonction est positive et décroissante, alors, elle est appelée fonction de Lyapunov. L'avantage de cette méthode est qu'elle s'applique à plusieurs types de systèmes (linéaires ou non linéaires), et permet de déterminer la stabilité du système sans calculer explicitement ses états. Son inconvénient majeur réside dans le choix convenable de la fonction de Lyapunov surtout pour les systèmes non linéaires où il n'existe aucun guide clair, aucune méthode systématique.

3.3.2 Fonction de Lyapunov et stabilité

Soit le système non linéaire à temps variant suivant:

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (54)$$

Considérons x comme un équilibre du système et $V(x, t)$ une fonction possédant des dérivées partielles continues tel que :

- $V(0, t) = 0$ et,
- $V(x, t) \geq V_0(x) \quad \forall t \geq 0$ où $V_0(x)$ est une fonction scalaire invariante définie positive.

$V(x, t)$ est une fonction de Lyapunov si et seulement si:

$$\dot{V}(x, t) < 0 \text{ avec } \dot{V}(x, t) = \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{\partial V}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{\partial V}{\partial x} \dot{x} = \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{\partial V}{\partial x} f(x, t)$$

Pour montrer qu'un système est stable, il suffit de trouver une fonction définie positive de ses états $V(x, t)$ et d'étudier ses variations. Si sa dérivée $\dot{V}(x, t)$ est négative, alors $V(x, t)$ décroît et converge vers zéro tout comme les états du système. Cette technique peut s'appliquer de deux manières [Slo 91] :

- La première consiste à émettre des hypothèses d'une loi de commande, puis de trouver une fonction de Lyapunov pour justifier ce choix.
- La deuxième nécessite l'hypothèse d'une fonction définie positive, puis de trouver une loi de commande qui fera de cette fonction une fonction de Lyapunov.

La dynamique du système hydrolien dépend de celle de la marée qui varie très faiblement dans le temps, par conséquent, nous pouvons négliger dans $\dot{V}(x, t)$ la composante de la fonction de Lyapunov liée à la variation du temps.

3.4 Application au système hydrolien génératrice synchrone

La technique de commande à modes glissants ainsi que la deuxième méthode de Lyapunov sont appliquées au modèle d'ordre 3 de la génératrice synchrone connectée au bus infini (Fig.4.1) afin de synthétiser la loi de commande proposée pour le système hydrolien mono machine.

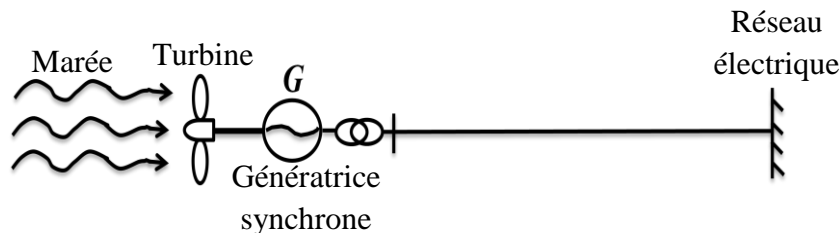


Fig.3.1 Système hydrolien mono machine connecté au réseau électrique

3.4.1 Objectifs de la commande

Dans cette étude, le système hydrolien GSRB doit être directement couplé au réseau électrique, ce qui exige le développement d'une commande non linéaire multivariable. Par ailleurs, le modèle d'ordre 3 de la génératrice synchrone à rotor bobiné est un système à

double entrée: l'entrée de la tension du bobinage d'excitation et celle de la puissance mécanique. Comme la puissance mécanique est généralement fournie par une turbine, alors ce système devient à entrée unique; ce qui complique le développement d'une commande non linéaire multivariable. Cette commande multivariable doit être robuste afin d'éviter le problème de décrochage des génératrices synchrones, évoqué précédemment. À notre connaissance, seuls les auteurs de [Ken 10] ont proposé une technique de commande non linéaire multivariable pour une GRSB connectée au bus infini. Nous nous sommes inspirés de cette technique, puis nous l'avons combiné avec celle du mode glissant pour un système hydrolien couplé au réseau électrique. Les objectifs de notre loi de commande proposée sont les suivants :

- La vitesse relative ω du générateur synchrone doit converger vers 0, cela implique une convergence de sa vitesse mécanique ω_g vers sa vitesse de synchronisme ω_s .
- La tension terminale V_t du générateur synchrone doit converger vers une tension de référence qui sera celle du réseau. Comme cette tension terminale n'intervient pas directement dans le modèle d'état de l'équation (50), elle sera contrôlée à travers le modèle d'estimation de l'angle de puissance donné par l'équation (51).
- Enfin, la robustesse de la commande proposée doit être grande de manière à ce qu'elle réagisse le plus efficacement possible suite aux perturbations de types électrique et mécanique.

Ces objectifs peuvent être résumés comme suit :

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \begin{bmatrix} \omega \\ V_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{tref} \end{bmatrix}$$

3.4.2 Synthèse de la loi de commande

L'hypothèse de base de la technique de commande développée dans [Ken 10] suppose que la puissance mécanique varie faiblement; ce qui est d'ailleurs compatible avec les applications d'hydroliennes car la dynamique de la puissance mécanique dépend de celle de la marée qui est très lente. Considérons la transformation suivante T :

$$T = \delta - \delta_{ref} + \lambda_0 \cdot \omega \quad (55)$$

avec λ_0 une constante positive et δ_{ref} la référence de l'angle de puissance. Si P_e converge vers P_m et V_t vers V_{tref} , alors on définit cette référence à partir de l'équation (51) comme suit :

$$\delta_{ref} = ar \cot \left(\frac{V_s}{X_s \cdot P_m} \left(-\frac{X_d \cdot V_s}{X_{ds}} + \sqrt{V_{tref}^2 - \frac{X_s^2 \cdot P_m^2}{V_s^2}} \right) \right) \quad (56)$$

T converge vers 0 si et seulement si, sa dérivée :

$$\dot{T} = \dot{\delta} - \lambda_0 \dot{\omega} = -a \cdot T \text{ avec } a > 0$$

La solution de cette condition de convergence sur T nous permet de définir la référence de la puissance électrique P_{eref} comme suit :

$$P_{eref} = \frac{H}{\lambda_0 \cdot \omega_s} \left[a \cdot T + \omega \left(1 - \lambda_0 \frac{D}{H} \right) \right] + P_m \quad (57)$$

Considérons maintenant la surface de glissement $S = P_e - P_{eref}$ ainsi que la fonction de Lyapunov $V(S)$ telle que :

$$V(S) = \frac{1}{2} S^2 = \frac{1}{2} (P_e - P_{eref})^2 \quad (58)$$

La dérivée de cette équation (58) donne :

$$\dot{V}(S) = \dot{S}S = (\dot{P}_e - \dot{P}_{eref})(P_e - P_{eref})$$

où \dot{P}_{eref} est la dérivée de la référence de puissance P_{eref} , avec :

$$\dot{P}_{eref} = -\frac{a^2 H}{\lambda_0 \cdot \omega_s} T - \frac{1 - \lambda_0 \frac{D}{H}}{\lambda_0 \cdot \omega_s} [D\omega + \omega_s (P_e - P_m)]$$

La condition d'invariance $\dot{S} = \dot{P}_e - \dot{P}_{eref} = 0$ nous permet de déterminer la partie équivalente E_f^{eq} de la commande par mode glissant.

$$\begin{aligned} \dot{S} = 0 \Rightarrow E_f^{eq} = \frac{X_{ds}' T_{d0}'}{V_s \sin(\delta)} \left[P_e \left(\frac{X_{ds}}{X_{ds}' T_{d0}'} - \omega \cot(\delta) \right) - \frac{X_{ds} - X_{ds}'}{X_{ds} X_{ds}'} \omega V_s^2 \sin^2(\delta) - \frac{a^2 H}{\lambda_0 \omega_s} T \right. \\ \left. - \left(1 - \lambda_0 \frac{D}{H} \right) \left\{ \frac{D}{\lambda_0 \omega_s} \omega + \frac{1}{\lambda_0} (P_e - P_m) \right\} \right] \end{aligned}$$

Si nous choisissons la partie discontinue E_f^n comme :

$$E_f^n = -\frac{X_{ds}' T_{d0}'}{V_s \sin(\delta)} [K \text{sign}(S)],$$

on montre aisément que :

$$\dot{V} = -K|S| = -K|P_e - P_{eref}| < 0 \quad (59)$$

La commande non linéaire par mode glissant s'écrit finalement :

$$E_f = E_f^{eq} + E_f^n = \frac{X'_{ds} T'_{d0}}{V_s \sin(\delta)} \left[P_e \left(\frac{X_{ds}}{X'_{ds} T'_{d0}} - \omega \cot(\delta) \right) - \frac{X_{ds} - X'_{ds}}{X_{ds} X'_{ds}} \omega V_s^2 \sin^2(\delta) - \frac{a^2 H}{\lambda_0 \omega_s} T \right. \\ \left. - \left(1 - \lambda_0 \frac{D}{H} \right) \left\{ \frac{D}{\lambda_0 \omega_s} \omega + \frac{1}{\lambda_0} (P_e - P_m) \right\} - K \text{sign}(P_e - P_{eref}) \right] \quad (60)$$

De l'équation (59), nous pouvons conclure que V converge vers zéro, donc P_e converge vers P_{eref} . La convergence exponentielle de T vers zéro entraine la convergence de P_{eref} vers P_m , donc de P_e vers P_m . Cette dernière convergence entraine la convergence exponentielle de ω vers zéro dans l'équation (50). Comme T et ω convergent vers zéro, alors de l'équation (54), δ converge vers δ_{ref} ce qui implique la convergence de V_t vers V_{tref} (équations 51, 56).

La structure de la commande proposée est illustrée par la figure ci-dessous. Sur cette figure, les paramètres de la machine synchrone utilisée dans cette thèse ainsi que ceux de la ligne de transport ont déjà été identifiés par notre équipe de recherche. La vitesse mécanique de la machine synchrone et sa tension terminale sont accessibles à la mesure directe tandis que les puissances, électrique et mécanique ne le sont pas. Par conséquent, nous reconstruirons ces puissances à partir des grandeurs directement mesurables.

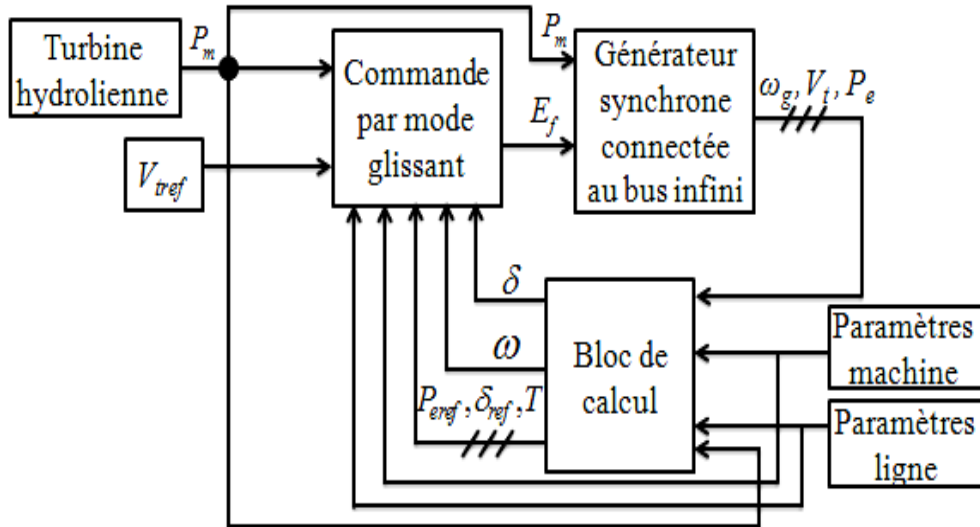


Fig.3.2 Structure du schéma de contrôle pour le système hydrolien mono machine

3.4.3 Résultats de simulation

Le système hydrolien (Fig.3.1) commandé est simulé sous Matlab/Simulink en deux étapes. La première, sur une période de marée, permettant d'étudier les oscillations de vitesse

relative ainsi que les variations de la tension terminale et la seconde, sur une durée plus courte avec des perturbations de types électrique et mécanique, afin d'étudier la robustesse de la commande proposée.

Tous les systèmes de production d'énergie électrique peuvent être soumis à des perturbations de types électriques. En plus de ces perturbations électriques, certains de ces systèmes tels que les éoliennes ou les hydroliennes peuvent être soumis à des perturbations de type mécanique. Pour les éoliennes, ces perturbations mécaniques sont généralement dues aux coups de vent qui peuvent engendrer des variations totalement aléatoires de la puissance mécanique. Par contre pour les hydroliennes immergées ce problème ne se produira pas car la vitesse des courants de profondeur est très lente et totalement prévisible. Cependant, la perturbation mécanique sur ces hydroliennes peut provenir des grandes algues ou des filets de pêcheurs qui peuvent s'enrouler sur les pales. Dans ces conditions, la turbine hydrolienne peut ralentir brusquement, ce qui entraîne une chute de la puissance mécanique.

La perturbation électrique est un court-circuit réalisé sur la ligne de transmission comme le montre la séquence ci-dessous :

1. À $t=0s$, le système évolue sans perturbation.
2. À $t=5s$, un court-circuit est réalisé sur la ligne de transmission.
3. À $t=5.2s$, le court-circuit prend fin et le système revient à son état initial.

La perturbation mécanique est une chute permanente de la puissance mécanique comme l'illustre la séquence suivante :

1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
2. À $t = 5s$, la puissance mécanique chute de 50% de sa valeur et le système fonctionne sous cette condition.

Pour une tension de référence de 1 *p.u.* et une vitesse de marée évoluant entre 1m/s et 3.5m/s les résultats obtenus sont les suivants :

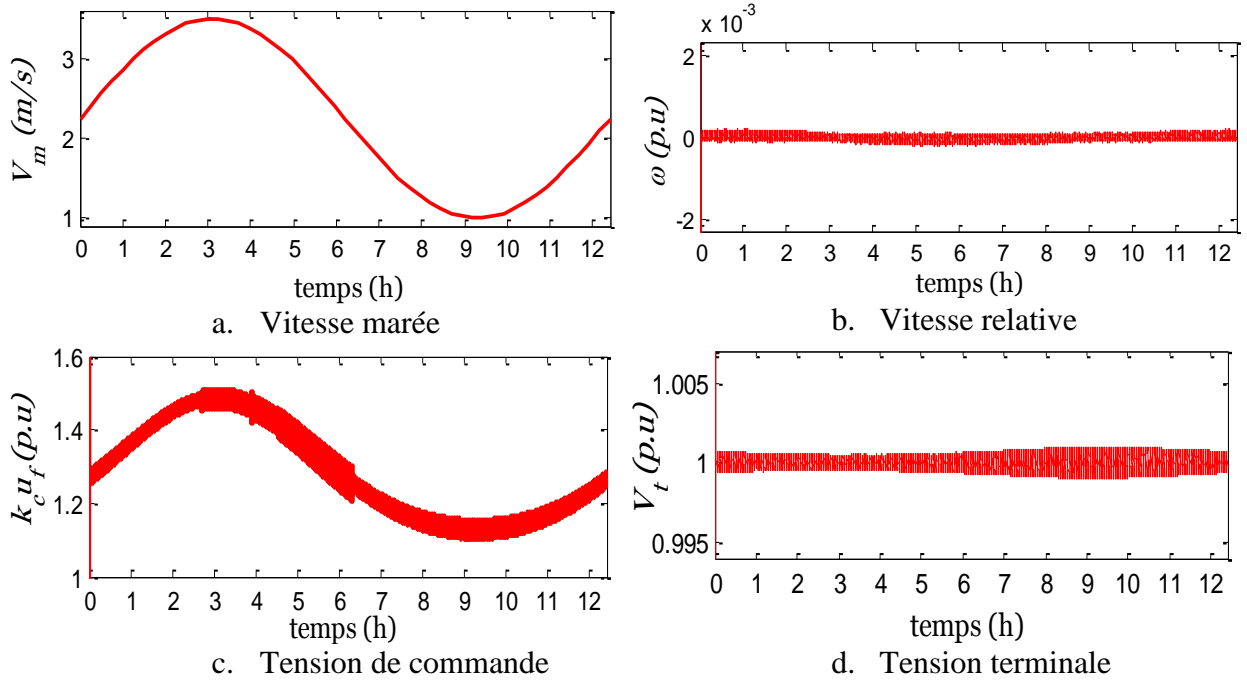


Fig.3.3 Simulation sur une période de marée du système hydrolien mono machine

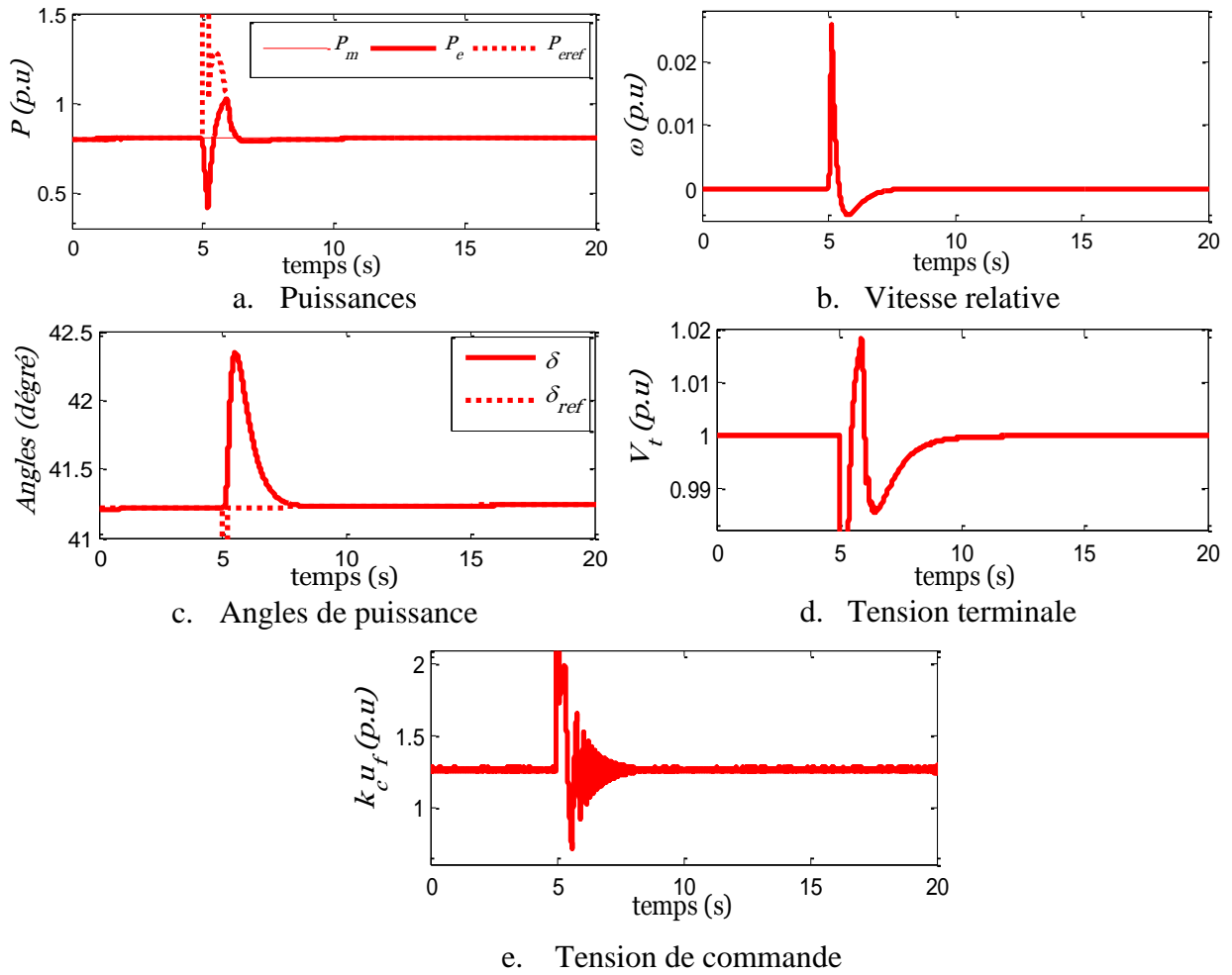


Fig.3.4 Simulation du système hydrolien mono machine avec un court-circuit de 200ms

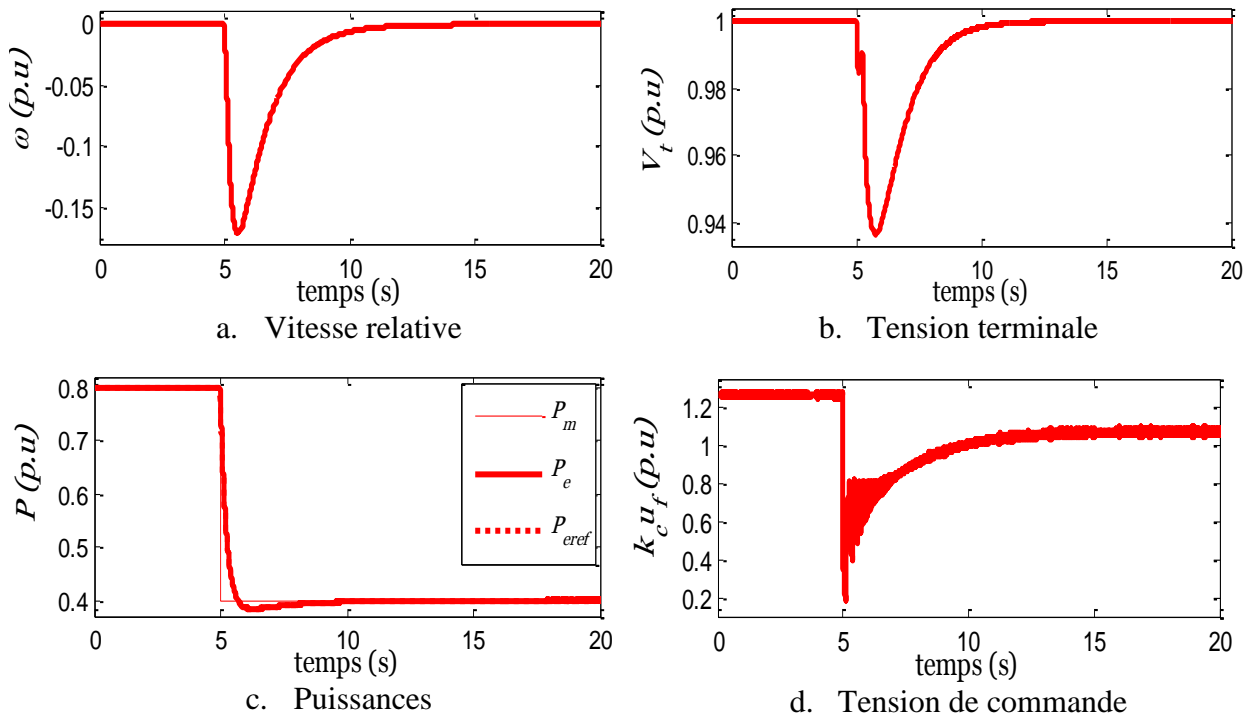


Fig.3.5 Simulation du système hydrolien mono machine avec chute de 50% de la puissance mécanique.

3.4.4 Discussion

Les résultats obtenus (Fig.3.3) montrent que la commande proposée régule simultanément la vitesse relative et la tension terminale du générateur synchrone. De plus, ils montrent que les oscillations de vitesse relative ainsi que les variations de la tension terminale sont très faibles, par conséquent, le système hydrolien peut être directement connecté au réseau électrique sans risque majeur. Les résultats de la figure (Fig.3.4) justifient les conditions de convergences définies précédemment; c'est-à-dire que la convergence de la puissance électrique vers la puissance mécanique entraîne celle de la vitesse relative vers zéro et la convergence de l'angle de puissance vers sa référence entraîne celle de la tension terminale vers sa référence (1 p.u.). Les résultats obtenus sous perturbations (Fig.3.4, Fig.3.5) prouvent que la commande proposée est robuste car elle ramène le système au niveau des valeurs de références au bout de 5s environ.

Pour mieux évaluer les performances de notre correcteur non linéaire, une étude comparative entre ses performances et celles d'un correcteur classique est nécessaire. Dans cette étude comparative, nous nous sommes intéressés à la commande classique AVR-PSS à cause de sa large application dans l'industrie.

3.5 Contrôleur linéaire classique (AVR-PSS)

L'un des objectifs de cette thèse est d'évaluer les performances des contrôleurs non linéaires proposés par rapport à celles d'un contrôleur linéaire classique pour l'excitation des génératrices synchrones entraînées par des turbines hydroliennes. Dans l'industrie, les systèmes d'excitation les plus installés actuellement sont appelés systèmes d'excitation statiques et le modèle le plus utilisé pour la stabilisation des réseaux électriques est le correcteur classique AVR-PSS [Gom 05, Has 08]. La partie AVR régule la tension terminale de la génératrice synchrone tandis que la partie PSS assure la régulation de sa vitesse rotorique. Le modèle d'AVR-PSS de type IEEE-STA1 illustré par la figure 3.6 et proposé dans [Kun 94] est le plus utilisé dans la littérature à cause de sa rapidité et de sa sensibilité [Has 08], ce qui justifie son choix dans cette étude comparative.

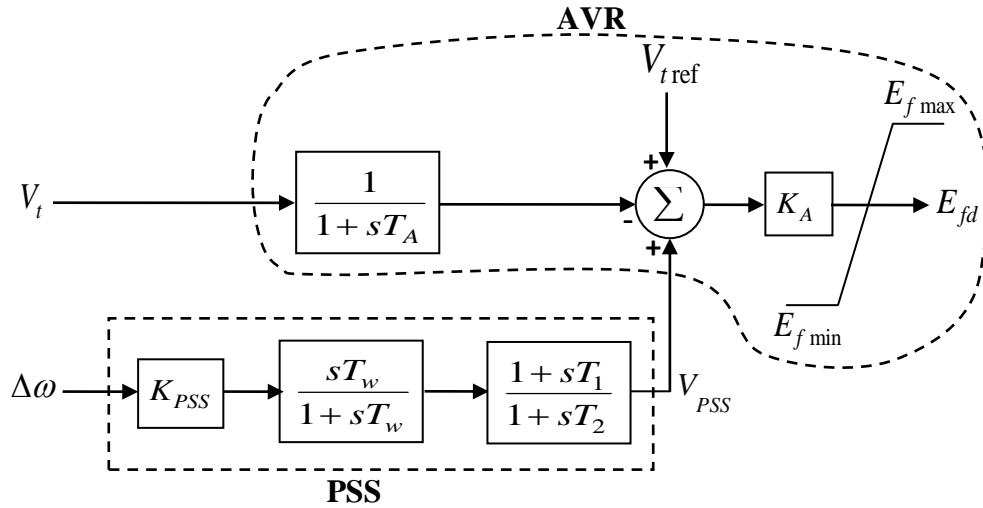


Fig.3.6 Structure schématique de la commande AVR-PSS

3.5.1 Constitution de la commande

Le bloc AVR fournit une tension adéquate pour l'excitation de la génératrice synchrone et est composé d'un filtre passe bas et d'un gain. Le filtre passe bas représente la fonction de transfert de l'amplificateur du régulateur de la tension terminale où T_A désigne sa constante de temps et K_A représente le gain d'amplification. La constante de temps T_A doit être faible, généralement de l'ordre de quelques millisecondes et le gain K_A est généralement élevé (entre 200 et 400 en $p.u$) [Has 08]. Le bloc PSS a pour objectif d'améliorer et d'élargir les limites de la stabilité du système en atténuant les variations de puissances introduites par les oscillations de la vitesse rotorique du générateur. Il est composé d'un gain, d'un filtre passe haut et d'une avance de phase qui joue le rôle de compensateur. Le gain détermine la quantité d'amortissement nécessaire fournit par le PSS afin d'atténuer les oscillations de puissances, sa valeur varie généralement entre 0.01 et 50 [Has 08]. Le filtre passe haut élimine les oscillations très basse fréquence (<0.2 Hz) et n'agit que lors des variations de vitesse. Sans sa

présence, la tension terminale sera modifiée par les changements réguliers de la vitesse. La constante de temps T_w de ce filtre doit être choisie de manière optimale c'est-à-dire élevée mais pas trop grande et sa valeur est généralement comprise dans la plage de 1 à 20 secondes [Kun 94]. Le compensateur apporte de la phase pour compenser le retard de phase entre l'entrée de l'excitatrice et le couple électrique du générateur. Les constantes de temps de ce bloc compensateur sont généralement situées dans l'intervalle 0.01 à 6 secondes [Has 08]. Le modèle mathématique de l'AVR et la fonction de transfert du PSS sont respectivement définis par les équations (61) et (62) [Aya 08].

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_A} \left[(V_{ref} - V_t) K_A - E_{fd} \right] \quad (61)$$

$$V_{PSS} = K_{PSS} \frac{sT_w}{1+sT_w} \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \Delta\omega \quad (61)$$

3.5.2 Détermination des paramètres de la commande

L'énorme difficulté dans la synthèse d'un correcteur AVR-PSS est le réglage des paramètres du PSS sans que ce dernier ne perturbe le bon fonctionnement de l'AVR. Bien que le PSS améliore la stabilité du système, il altère par la même occasion la qualité de la tension du régulateur AVR en lui superposant une tension V_{PSS} . Les blocs AVR et PSS agissent donc séparément et en même temps sur l'excitation de la génératrice synchrone ; ce qui nécessite un compromis pour assurer le bon fonctionnement de l'ensemble. De nombreuses techniques sont proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres du correcteur AVR-PSS, cependant, pour un réglage plus fin, nous avons combiné les techniques développées dans [Has 08] et [Gom 05]. Ces techniques utilisent d'une part, une combinaison des méthodes du résidu et du placement des pôles pour déterminer les paramètres du PSS [Has 08] et d'autre part, l'ajustement de la valeur du gain d'amplification en se basant sur le comportement de la tension terminale [Gom 05]. Les tableaux ci-dessous montrent les paramètres des correcteurs AVR-PSS obtenus pour les systèmes hydroliens mono et multimachine.

K_{PSS}	T_w [s]	T_1 [s]	T_2 [s]	K_A	T_A [s]
0.25	5	0.04	0.08	230	0.00

Tableau.3.1 Paramètres de l'AVR-PSS pour le système hydrolien mono machine

K_{PSS}	T_w [s]	T_1 [s]	T_2 [s]	K_A	T_A [s]
0.25	5	0.04	0.08	250/200	0.00

Tableau.3.2 Paramètres de l'AVR-PSS pour le système hydrolien multimachine

À noter que: $K_A=250$ est le gain d'amplification de l'AVR-PSS pour la génératrice synchrone 1 et $K_A=200$ est celui de la génératrice synchrone 2.

3.6 Résultats de simulation

Le système hydrien (Fig.3.1) commandé est simulé sous Matlab/Simulink et les résultats obtenus avec la commande non linéaire proposée sont comparés à ceux obtenus avec la commande classique AVR-PSS. Cette simulation est réalisée sous perturbations électrique et mécanique dont les séquences sont les mêmes que celles définies dans la section 3.4.3. Les résultats de l'étude comparative sont illustrés par les figures ci-dessous:

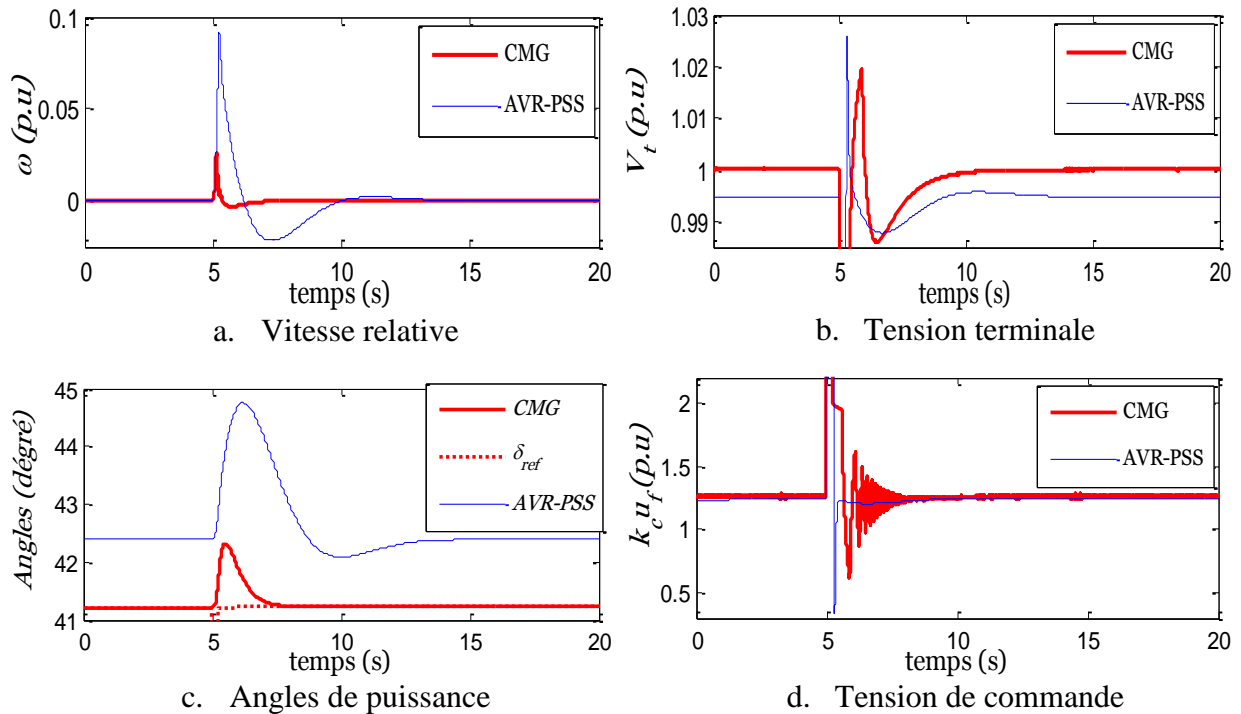


Fig.3.7 Etude comparative avec un court-circuit de 200ms

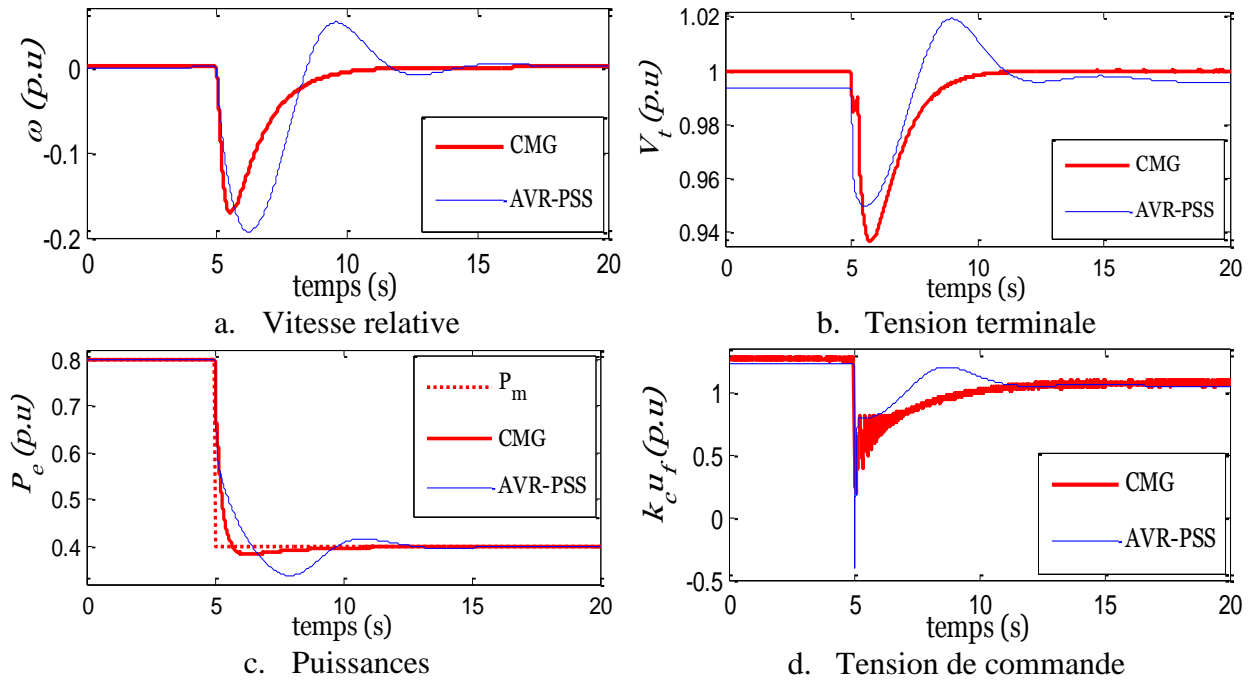


Fig.3.8 Etude comparative avec chute de 50% de la puissance mécanique.

3.7 Discussions

Les résultats de l'étude comparative (Fig.3.5, Fig.3.6) prouvent que la commande non linéaire proposée est meilleure que la commande classique AVR-PSS avec des dépassements acceptables. Les mêmes figures montrent que la commande proposée régule précisément les grandeurs à commander, tel n'est pas le cas de l'AVR-PSS qui manque de précision dans la régulation de la tension terminale (Fig.3.7 b, Fig.3.8 b).

Après la perturbation mécanique, la tension de commande avec l'AVR-PSS présente un pic dans le domaine du négatif (Fig.3.8 d), ce phénomène ralentit le générateur synchrone et par conséquent réduit la puissance produite. Globalement, les résultats obtenus mettent en évidence l'efficacité du contrôleur proposé par rapport à l'AVR-PSS en termes de rapidité, précision et d'amortissement des oscillations. Ces qualités sont importantes pour éviter le problème bien connu de décrochage des génératrices synchrones du réseau électrique.

3.8 Conclusion

Nous avons proposé dans ce chapitre une loi de commande non linéaire à structure variable pour un système hydrolien GSRB directement couplé au réseau électrique. Cette commande régule simultanément la tension et la fréquence en agissant uniquement sur l'entrée d'excitation de la génératrice synchrone entraînée par la turbine hydrolienne. Le système hydrolien commandé est simulé en deux étapes; la première sur une période de marée

afin d'étudier les variations de la tension et de la fréquence, et la seconde sur une période plus courte permettent d'étudier la robustesse du contrôleur proposé en présence de perturbations. Les résultats obtenus montrent qu'en plus de l'atteinte des objectifs de commande, le contrôleur proposé possède des qualités de robustesse très satisfaisantes. Ces résultats sont ensuite comparés à ceux obtenus avec le contrôleur classique AVR-PSS appliqué aussi au système hydrolien GSRB. L'étude comparative révèle que le contrôleur proposé est plus précis, plus rapide, meilleur que l'AVR-PSS dans l'amélioration des régimes transitoires après faute. Pour la génération de grande puissance, il est de coutume d'associer plusieurs sources de production d'énergie, par conséquent, le prochain chapitre sera consacré à l'étude des hydroliennes en configuration multimachine.

Bibliographie :

- [And 08] M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, J. Guiraud. Intégration d'une hydrolienne au réseau, MPPT et qualité de l'énergie. *Revue des énergies renouvelables Vol. 11 N°4 (2008) 493 – 502.*
- [Aya 08] A. Ayad, H. Hamdaoui, A. Semmah, Y. Ramdani, F. Maghfour. Utilisation d'un PSS basé sur la logique floue pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau infini. *Acta Electronica Volume 49 Number 1 (2008) 42-46.*
- [Ben 08] S.E. Ben Elghali. Modélisation et Commande d'une Hydrolienne Equipée d'une Génératrice Asynchrone Double Alimentation. *JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.*
- [Ben 11] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier A.A. Tarek, I. Munteanu. Experimental Validation of a Marine Current Turbine Simulator: Application to a Permanent Magnet Synchronous Generator-Based System Second-Order Sliding Mode Control. *IEEE Transactions on Industrials Electronics, Vol. 58, N°. 1, January 2011.*
- [Flo 02] F. Floret. Thèse: Méthodes d'identification pour des Systèmes Non Linéaires en Temps Continu. Thèse de Doctorat, Université Paris XI, UFR Scientifique d'Orsay. Soutenue le 08 Novembre 2002.
- [Gom 05] R. Goma. Thèse: Sur la Stabilisation des Réseaux Electriques: Mise en Œuvre sur Bancs d'Essais de Commandes non Linéaires. Thèse de doctorat, Université Paris XI, UFR Scientifique d'Orsay. Soutenue le 06 Décembre 2005.
- [Has 08] A. Hasan. Thèse: Etude de la Stabilité aux Petites Perturbations dans les Grands Réseaux Electriques: Optimisation de la Régulation par une Méthode Metaheuristique. Thèse de Doctorat, Université Paul Cezanne d'Aix-Marseille. Soutenue le 05 Décembre 2008.
- [Ken 03] G. Kenné: Thèse: Méthodes d'Identification pour des Systèmes Non Linéaires avec Paramètres Variant dans le Temps: Application aux Machines Tournantes à Induction. Thèse de doctorat de l'Université Paris XI, UFR d'Orsay. Soutenue le 24 Novembre 2003.
- [Ken 10] G. Kenné, R. Goma, H. Nkwawo, F. Lamnabhi-Lagarigue, A. Arzandé, J.C. Vannier (2010). Real-time Transient Stabilization and Voltage Regulation of Power Generators with Unknown Mechanical Power Input. *ELSEVIER Energy Conversion and Management* 51 pp 218–224.

- [Kun 94] P. Kundur. Power System Stability and Control. Copyright 1994 by McGraw-Hill. Edited by Neal J. Balu, Mark G. Lauby, Power System Planning and Operations Program. Electrical Systems Division, Electric Power Research Institute 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California.
- [Mye 05] L. Myers, A.S. Bahaj. Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race. Renewable Energy 30 (2005) 1713–1731. *ELSEVIER*.
- [Slo 91] J.J.E. Slotine, W. Li. Applied Nonlinear Control. 1991 by Prentice Hall Inc. A Division of Simon and Schuster. Englewood Cliffs, New Jersey 07632.

Chapitre 4

Commande des Hydroliennes en configuration multi-machine

4.1 Introduction

Pour faire face à un des défis de ce siècle dans le domaine de la production d'énergie, à savoir couvrir la demande grandissante en électricité tout en préservant l'environnement, il est indispensable d'interconnecter les hydroliennes pour augmenter la production d'énergie verte. En France, les zones potentiellement exploitables pour ces hydroliennes sont généralement situées à une distance d'environ 20km des côtes. À cette distance, la nécessité d'interconnecter les hydroliennes et de transporter l'énergie produite sur terre ferme s'impose pour une production d'énergie rentable. Dans ces conditions, le transport en courant continu est économiquement et techniquement déconseillé car la distance des sites aux côtes est inférieure à 50km. Le parc sera connecté au réseau de distribution, ce qui engendre des problèmes de stabilité en tension et en fréquence qu'il faut obligatoirement corriger. De plus, les interactions multi-machines augmentent avec la taille du réseau et le parc sera soumis à plus de contraintes hydrodynamiques. Par conséquent, et pour toutes les raisons évoquées précédemment, la connexion d'un tel système au réseau exige le développement d'une commande simultanément décentralisée, robuste et multivariable. À ce jour, le concept multimachine n'est pas encore utilisé dans les applications d'hydroliennes. Cependant, plusieurs techniques ont été développées dans la commande des Génératrices Synchrones à Rotor Bobiné (GSRB) utilisées en configuration multi-machine (sans éoliennes ou hydroliennes):

La technique de la linéarisation [Bad 12, Ram 11, Shi 10, Kal 09, Gor 08, Jun 05, Psi 05] qui stipule que le système non linéaire peut être considéré comme linéaire autour d'un point d'équilibre; ce qui réduit la performance des correcteurs conçus.

Les techniques sélectives comme les réseaux de neurone [Liu 06], la logique floue [Naj 12, San 12, Obu 09] utilisent respectivement des fonctions d'approximations et des règles floues pour estimer les états inconnus du système. La difficulté majeure de ces techniques réside dans le réglage d'un grand nombre de paramètres.

La technique du mode glissant est utilisée par [Hue 09, 10] pour contrôler la tension terminale et stabiliser la vitesse tandis que [Col 08] l'utilise pour contrôler uniquement la vitesse.

À noter que, dans ces articles, aucun des auteurs n'utilisent les hydroliennes et aucune des techniques de commande non linéaire développées ne régulent simultanément la tension terminale et la fréquence du système multi-machine. C'est dans ce contexte que nous nous sommes intéressés à la commande non linéaire multivariable des hydroliennes interconnectées. Cette commande régule simultanément la tension terminale et la fréquence des systèmes multi-machines dans lesquels les génératrices synchrones sont entraînées par des turbines hydroliennes.

Ce chapitre étudie deux types de systèmes hydroliens multi-machines et propose pour chacun un nouveau modèle basé sur la dynamique de la puissance électrique active. Chaque modèle est ensuite utilisé pour synthétiser une nouvelle loi de commande non linéaire multivariable. La stabilité en tension et en fréquence de ces systèmes multi-machines commandés est étudiée en simulation sous perturbations électriques et mécaniques. Pour finir, les résultats obtenus avec les contrôleurs non linéaires proposés sont comparés à ceux obtenus avec le contrôleur classique AVR-PSS.

4.2 Systèmes multi-machines

Un réseau électrique multi-machine est un ensemble composé, de génératrices, de transformateurs, de lignes de transmission et de consommateurs qui constituent des charges. À ces éléments s'ajoutent des organes de régulation en fréquence et en tension qui assurent la stabilité du réseau multi-machine. La modélisation d'un tel réseau multi-machine repose sur un certain nombre d'hypothèses classiques [Abu 08] :

- La faible variation de la vitesse rotorique des génératrices n'a aucun effet sur les tensions statoriques.
- La fréquence reste constante, par conséquent les éléments du réseau garderont leur caractère inductif.
- Le réseau triphasé est équilibré, ce qui permet de travailler avec son modèle monophasé.
- Les mutuelles inductances entre éléments du réseau sont négligées.
- Les lignes de transmission sont représentées par des circuits en π , les transformateurs, par des admittances et les charges sont assimilables à des impédances.

Sous ces hypothèses, la difficulté d'étude du système multi-machine est fortement réduite ce qui simplifie significativement l'élaboration d'un modèle. Dans cette thèse, deux types de réseaux sont étudiés, le premier est un réseau local formé par des génératrices synchrones interconnectées et le second, par des génératrices synchrones interconnectées puis connectées à un bus infini.

4.3 Modèle du réseau électrique d'interconnexion

Un réseau électrique d'interconnexion est modélisé par une matrice d'admittance constante et symétrique $\bar{Y}_{rés}$ obtenue à partir des nœuds du réseau. Dans ce modèle, les lignes de transmission sont considérées comme inductives car leur réactance est très grande par rapport à leur résistance, et les charges sont représentées par des admittances ; par conséquent elles peuvent directement être incluses dans la matrice d'admittance du réseau. Cette matrice d'admittance établit un lien entre les courants et tension des nœuds du réseau d'interconnexion comme le montre l'équation ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \bar{Y}_{rés} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (63)$$

$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 & \bar{I}_2 & \cdots & \bar{I}_n \end{bmatrix}^T$ = Vecteur des courants injectés aux nœuds.

$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 & \bar{V}_2 & \cdots & \bar{V}_n \end{bmatrix}^T$ = Vecteur des tensions aux nœuds.

$\bar{Y}_{rés}$ = Matrice d'admittance des nœuds du réseau (nœuds actifs et passifs).

Les nœuds liant les génératrices synchrones au réseau d'interconnexion sont appelés nœuds générateurs ou nœuds actifs et les autres nœuds, auxquels les charges sont connectées, sont appelés nœuds de charges ou nœuds passifs. Sous l'hypothèse que les courants au niveau des nœuds de charges sont négligeables par rapport à ceux des nœuds générateurs, la taille du réseau d'interconnexion peut être réduite en utilisant la méthode des sous matrices ou celle de Kron (voir annexe). Cette réduction de la taille du réseau permet de réduire la complexité d'étude du réseau d'interconnexion qui se présentera sous forme d'une matrice d'admittance ne liant que les courants des nœuds générateurs à leur tension. Cette nouvelle relation permet d'établir le lien suivant:

$$\bar{I}_g = \bar{Y}_{red} \bar{V}_t \quad (64)$$

où :

\bar{I}_g représente les courants injectés par les générateurs, \bar{V}_t la tension aux nœuds générateurs et \bar{Y}_{red} la matrice d'admittance réduite.

L'étape finale de cette modélisation consiste à prendre en compte l'effet des génératrices synchrones dans le modèle du réseau d'interconnexion obtenu après réduction de sa taille. Cette technique de modélisation d'un réseau électrique multi-machine est bien détaillée dans [Abu 08]. On obtient alors la matrice d'admittance finale sous la forme de l'équation ci-dessous :

$$\bar{Y}_f = \left[\left(\bar{Y}_{red} \right)^{-1} + jX_d' \right]^{-1} \quad (65)$$

Où jX_d' est la matrice diagonale des réactances transitoires des machines synchrones.

4.4 Réseau électrique local multi-machine

Le réseau électrique local étudié dans cette thèse est composé, d'une charge résistive, de deux génératrices synchrones interconnectées à travers une ligne de connexion et entraînées par des turbines hydroliennes (Fig.4.1).

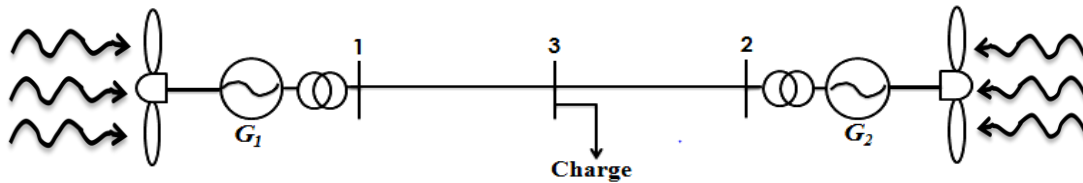


Fig.4.1 Système hydrolien multi-machine en fonctionnement isolé

4.4.1 Modèle du réseau électrique local

Dans la littérature, les dynamiques des génératrices synchrones interconnectées sont généralement décrites par le modèle multi-machine d'ordre 3 utilisant la dynamique de la f.e.m transitoire sur l'axe en quadrature. Comme cette f.e.m transitoire n'est pas mesurable, nous remplacerons sa dynamique dans le modèle d'ordre 3 habituel par celle de la puissance électrique active qui est une grandeur mesurable. Le nouveau modèle multi-machine proposé est inspiré de celui développé dans [Col 08]. Il s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\delta}_i = \omega_i \\ \dot{\omega}_i = -\frac{D_i}{H_i} \omega_i - \frac{\omega_s}{H_i} (P_{e_i} - P_{m_i}) \\ \dot{E}_{q_i}' = \frac{1}{T_{d0_i}} [E_{f_i} - E_{q_i}' - (X_{d_i} - X_{d_i}') I_{d_i}] \end{cases} \quad (66)$$

Où : $\omega_i = \omega_{g_i} - \omega_s$, $P_{e_i} = E_{q_i}' I_{q_i}$, $E_{f_i} = k_c u_{F_i}$ et $0 < \delta < \pi$,

$$\begin{aligned} I_{q_i} &= G_{ii} E_{q_i}' + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_{q_j}' \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\} \\ I_{d_i} &= -B_{ii} E_{q_i}' - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_{q_j}' \{G_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i)\} \end{aligned}$$

et $\delta_i(t)$, $\omega_{g_i}(t)$, $P_{e_i}(t)$, $E_{q_i}'(t)$, $E_{f_i}(t)$ sont respectivement l'angle de puissance, la vitesse angulaire mécanique, la puissance active électrique, la f.e.m. transitoire sur l'axe en quadrature et la f.e.m. du bobinage d'excitation des n -générateurs. T_{d0_i} , H_i , D_i , X_{d_i} , X_{d_i}' , ω_s représentent respectivement la constante de temps transitoire d'axe directe en circuit ouvert, la constante d'inertie, la constante de frottement, la réactance synchrone d'axe direct, la réactance transitoire d'axe direct et la vitesse de synchronisme des n -générateurs. $I_{d_i}(t)$, $I_{q_i}(t)$ sont respectivement les courants dans le référentiel d - q des n -générateurs.

La dérivée de la puissance électrique active donne :

$$\dot{P}_{e_i} = \dot{E}_{q_i}' I_{q_i} + E_{q_i}' \dot{I}_{q_i} \text{ avec } \dot{I}_{q_i} = G_{ii} \dot{E}_{q_i}' + \sum_{j=1, j \neq i}^n \left[\dot{E}_{q_j}' \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\} - (\omega_j - \omega_i) E_{q_j}' \{G_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i)\} \right]$$

À partir de l'équation du courant sur l'axe d , nous pouvons écrire que :

$$\sum_{j=1, j \neq i}^n E_{q_j}' \{G_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i)\} = -(I_{d_i} + B_{ii} E_{q_i}') \Rightarrow$$

$$\dot{I}_{q_i} = G_{ii} \dot{E}_{q_i}' + \sum_{j=1, j \neq i}^n \left[\dot{E}_{q_j}' \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\} + (\omega_j - \omega_i) (I_{d_i} + B_{ii} E_{q_i}') \right]$$

En remplaçant la dérivée du courant et de la f.e.m transitoire sur l'axe q dans la dynamique de la puissance électrique active, nous obtenons :

$$\dot{P}_{e_i} = (I_{q_i} + G_{ii} E_{q_i}') \dot{E}_{q_i}' + E_{q_i}' \sum_{j=1, j \neq i}^n \left[\dot{E}_{q_j}' \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\} + (\omega_j - \omega_i) (I_{d_i} + B_{ii} E_{q_i}') \right]$$

$$\text{où } E'_{q_i} = \frac{P_{e_i}}{I_{q_i}} \text{ et } \dot{E}'_{q_j} = \frac{1}{T_{d0j}} \left[E_{f_j} - \frac{P_{e_j}}{I_{q_j}} - (X_{d_j} - X'_{d_j}) I_{d_j} \right].$$

Le modèle multi-machine final peut s'écrire sous la forme suivante:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_i = \omega_i \\ \dot{\omega}_i = -\frac{D_i}{H_i} \omega_i - \frac{\omega_s}{H_i} (P_{e_i} - P_{m_i}) \\ \dot{P}_{e_i} = (I_{q_i} + G_{ii} E'_{q_i}) \dot{E}'_{q_i} + E'_{q_i} \sum_{j=1, j \neq i} \left[\dot{E}'_{q_j} \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\} + (\omega_j - \omega_i)(I_{d_i} + B_{ii} E'_{q_i}) \right] \end{cases} \quad (67)$$

Les termes G_{ij} et B_{ij} représentent respectivement les parties réelles et imaginaire de la i° ligne et j° colonne des éléments de la matrice d'admittance finale du réseau d'interconnexion. Le modèle du réseau d'interconnexion de la figure 4.1 établit entre les courants et les tensions, le lien suivant:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{13} & 0 & -\bar{Y}_{13} \\ 0 & \bar{Y}_{23} & -\bar{Y}_{23} \\ -\bar{Y}_{13} & -\bar{Y}_{23} & \bar{Y}_{13} + \bar{Y}_{23} + \bar{Y}_{ch} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \end{bmatrix} = \bar{Y}_{rés} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \end{bmatrix}$$

Dans ce modèle, \bar{I}_1 et \bar{I}_2 sont les courants injectés dans le réseau par les génératrices 1 et 2, et comme la charge ne génère pas de courant alors \bar{I}_3 est nul. Les quantités \bar{Y}_{13} et \bar{Y}_{23} représentent respectivement les admittances de la ligne entre les nœuds 1 et 3 et les nœuds 2 et 3 et \bar{Y}_{ch} est l'admittance de la charge qui est installée sur le nœud 3. En remplaçant ces admittances par leur valeur numérique, on obtient la matrice du réseau d'interconnexion de la figure 4.1 comme suit:

$$\bar{Y}_{rés} = \begin{bmatrix} -14.2857j & 0 & 14.2857j \\ 0 & -12.9870j & 12.9870j \\ 14.2857j & 12.9870j & 0.8824 - 27.2727j \end{bmatrix}$$

En appliquant la technique présentée au 4.3, nous obtenons la matrice d'admittance finale \bar{Y}_f qui prend en compte l'admittance des génératrices du réseau.

$$\bar{Y}_f = \begin{bmatrix} 0.2038 - 0.7833j & 0.2017 + 0.6593j \\ 0.2017 + 0.6593j & 0.1997 - 0.7821j \end{bmatrix}$$

4.4.2 Commande décentralisée par mode glissant

Dans un réseau électrique multi-machine, les unités de production d'énergie sont généralement éloignées les unes des autres. La conception pratique d'un tel système avec une commande centralisée exige l'acheminement des dynamiques de toutes les machines du réseau intervenant dans la commande. Ce fait constitue d'une part un réel problème technique dû aux nombres d'informations à apporter dans la commande et aussi à la distance qui la séparera des unités de production et, d'autre part, rend le système très vulnérable car une rupture d'information entre la commande et une unité de production déstabiliserait totalement le réseau. Pour ces raisons, il est nécessaire de développer une commande pour chaque unité de production. Pour assurer l'interconnexion de plusieurs génératrices, les objectifs d'une telle commande qui est appelée commande décentralisée sont les suivants :

- La fréquence du réseau doit être fixe, ce qui implique que la vitesse relative ω_i des n -générateurs synchrones doit converger vers 0 ; cela entraîne une convergence de leur vitesse mécanique ω_{g_i} vers leur vitesse de synchronisme ω_s .
- Comme nous utilisons dans cette étude deux génératrices synchrones identiques, alors toutes les unités de production doivent avoir le même niveau de tension. Par conséquent, les tensions terminales V_i des n -générateurs synchrones doivent converger vers une même tension de référence.
- Le correcteur conçu doit être robuste pour compenser les interactions multi-machines qui seront considérées comme perturbations [Col 08] et rejeter par la même occasion les perturbations accidentelles (court-circuit, chute de la puissance mécanique...).

La synthèse de la nouvelle loi de Commande non linéaire par Mode Glissant Décentralisée (CMGD) repose sur la technique utilisée dans le chapitre précédent et son expression est la suivante:

$$E_{f_i} = \frac{T'_{d0_i}}{I_{q_i} + G'_{ii}E'_{q_i}} \left[-\frac{a_i^2 H_i}{\lambda_{0_i} \omega_s} T_i - \left(1 - \lambda_{0_i} \frac{D_i}{H_i} \right) \left\{ \frac{D_i}{\lambda_{0_i} \omega_s} \omega_i + \frac{1}{\lambda_{0_i}} (P_{e_i} - P_{m_i}) \right\} \right. \\ \left. - E'_{q_i} \sum_{j=1, j \neq i} \left(\dot{E}'_{q_j} \begin{Bmatrix} G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - \\ B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) \end{Bmatrix} + (\omega_j - \omega_i)(I_{d_i} + B'_{ii}E'_{q_i}) \right) - K_i \text{sign}(P_{e_i} - P_{\text{ref}_i}) \right] \\ + E'_{q_i} + (X_{d_i} - X'_{d_i})I_{d_i} \quad (68)$$

Comme mentionné plus haut, la technique de synthèse de cette loi est inspirée de celle de la commande non linéaire développée dans [Ken 10] pour une génératrice synchrone connectée à un bus infini.

La technique de commande proposée dans [Ken 10] utilise un grand gain pour assurer la stabilité de la boucle fermée. À partir du modèle multi-machine proposée dans cette thèse (équation (66)), nous pouvons écrire cette loi de commande en configuration multi-machine. Cette adaptation en configuration multi-machine nous permet d'obtenir la loi de Commande Non Linéaire Décentralisée (CNLD) comme suit :

$$E_{f_i} = \frac{T'_{d0_i}}{I_{q_i} + G_{ii}E'_{q_i}} \left[-\frac{a_i H_i}{\lambda_{0_i} \omega_s} T_i (a_i - K_i) - \frac{1 - \lambda_{0_i} \frac{D_i}{H_i}}{\lambda_{0_i} \omega_s} \left\{ D_i \omega_i + \omega_s (P_{e_i} - P_{m_i}) - K_i H_i \omega_i \right\} \right. \\ \left. - E'_{q_i} \sum_{j=1, j \neq i} \left(\dot{E}'_{q_j} \left\{ \begin{array}{l} G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - \\ B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) \end{array} \right\} + \right. \right. \\ \left. \left. (\omega_j - \omega_i)(I_{d_i} + B_{ii}E'_{q_i}) \right) - K_i (P_{e_i} - P_{m_i}) \right. \\ \left. + E'_{q_i} + (X_{d_i} - X'_{d_i})I_{d_i} \right] \quad (69)$$

Dans ces équations (68) et (69), la transformation T_i est donné par :

$$T_i = \delta_i - \delta_{ref_i} + \lambda_{0_i} \omega_i$$

avec λ_{0_i} une constante positive.

La condition de convergence $\dot{T}_i = -a_i T_i$ avec $a_i > 0$ nous permet de définir la référence de la puissance électrique comme suit :

$$P_{eref_i} = \frac{H_i}{\lambda_{0_i} \omega_s} \left[a_i T_i + \omega_i \left(1 - \lambda_{0_i} \frac{D_i}{H_i} \right) \right] + P_{m_i}$$

Dans le modèle multi-machine proposé, la machine numéro i est connectée à la machine numéro j à travers une ligne de transmission. Dans ce cas, la tension terminale V_i de la machine i doit être en phase avec la tension terminale V_j de la machine j , ce qui implique que la différence de phase entre ces deux tensions est nulle. Sous l'hypothèse que la faible variation de la vitesse rotorique n'a aucun effet sur les tensions statoriques, alors la tension terminale V_j de la machine j peut être considérée comme suffisamment stable. Cette hypothèse est valable pour les hydroliennes car les dynamiques de la vitesse rotorique dépendent de la variation lente de la marée qui entraîne la génératrice. Dans ces conditions, les puissances

électriques active et réactive échangées entre la machine i et la tension terminale V_j de la machine j peuvent s'exprimer comme suit:

$$P_{e_i} = \frac{E'_{q_i} V_j}{X'_{ds_i}} \sin \delta_i$$

$$Q_{e_i} = \frac{E'_{q_i} V_j}{X'_{ds_i}} \cos \delta_i - \frac{V_j^2}{X'_{ds_i}}$$

En utilisant la technique développée dans [Mar 00], on montre que l'angle de puissance de la machine numéro i peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\delta_i = \text{arctg} \left(\frac{V_j}{X_{s_i} P_{e_i}} \left(-\frac{X_{d_i} V_j}{X'_{ds_i}} + \sqrt{V_i^2 + \frac{X_{s_i}^2}{V_j^2} P_{e_i}^2} \right) \right)$$

La référence de cet angle est défini par:

$$\delta_{ref_i} = \text{arctg} \left(\frac{V_{j-ref}}{X_{s_i} P_{m_i}} \left(-\frac{X_{d_i} V_{j-ref}}{X'_{ds_i}} + \sqrt{V_{i-ref}^2 + \frac{X_{s_i}^2}{V_j^2} P_{e_i}^2} \right) \right)$$

La structure de la loi de commande décentralisée est illustrée sur la figure suivante:

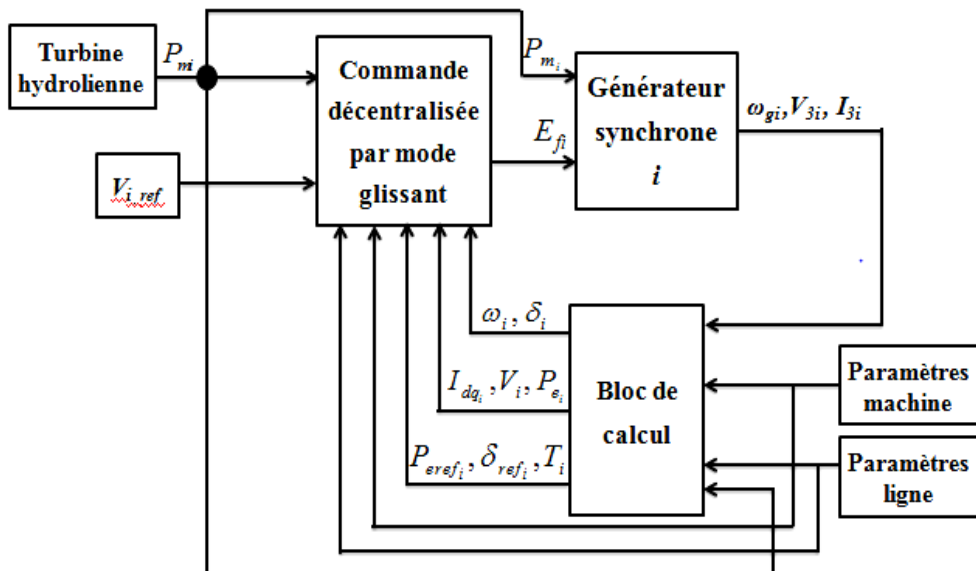


Fig.4.2 Schéma de structure de la commande décentralisée par mode glissant pour le système hydrolien multi-machine.

4.4.3 Résultats de simulation

Le système hydrolien multi-machine (Fig.4.1) est simulé sous Matlab/Simulink sur une durée de 20 secondes afin d'évaluer les performances de la commande par mode glissant décentralisée par rapport à la commande non linéaire décentralisée et à la commande classique AVR-PSS. Les paramètres de l'AVR-PSS pour le système hydrolien multi-machine sont donnés dans le tableau 4.2 du chapitre 3. Cette étude comparative est réalisée sur la base des perturbations électriques et mécaniques agissant sur la génératrice synchrone 1.

La perturbation électrique est un court-circuit réalisé à la sortie de la génératrice synchrone 1 comme l'indique la séquence ci-dessous :

1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
2. À $t = 5s$, un court-circuit est réalisé.
3. À $t = 5.2s$, le court-circuit prend fin et le système fonctionne sans perturbation.

La perturbation mécanique est une chute de la puissance mécanique qui entraîne la génératrice synchrone 1 comme le montre la séquence suivante :

1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
2. À $t = 5s$, la puissance mécanique chute de 50% de sa valeur et le système fonctionne sous cette condition.

La dernière perturbation combine les deux premières comme le résume la séquence ci-dessous :

1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
2. À $t = 5s$, un court-circuit de 200 ms est réalisé à la sortie du générateur synchrone 1.
3. À $t = 7s$, la puissance mécanique entraînant le même générateur chute de 50% de sa valeur et le système évolue sous cette nouvelle condition.

Pour une tension de référence de 1 *p.u.* les résultats sont illustrés sur les figures suivantes [Dan 14] :

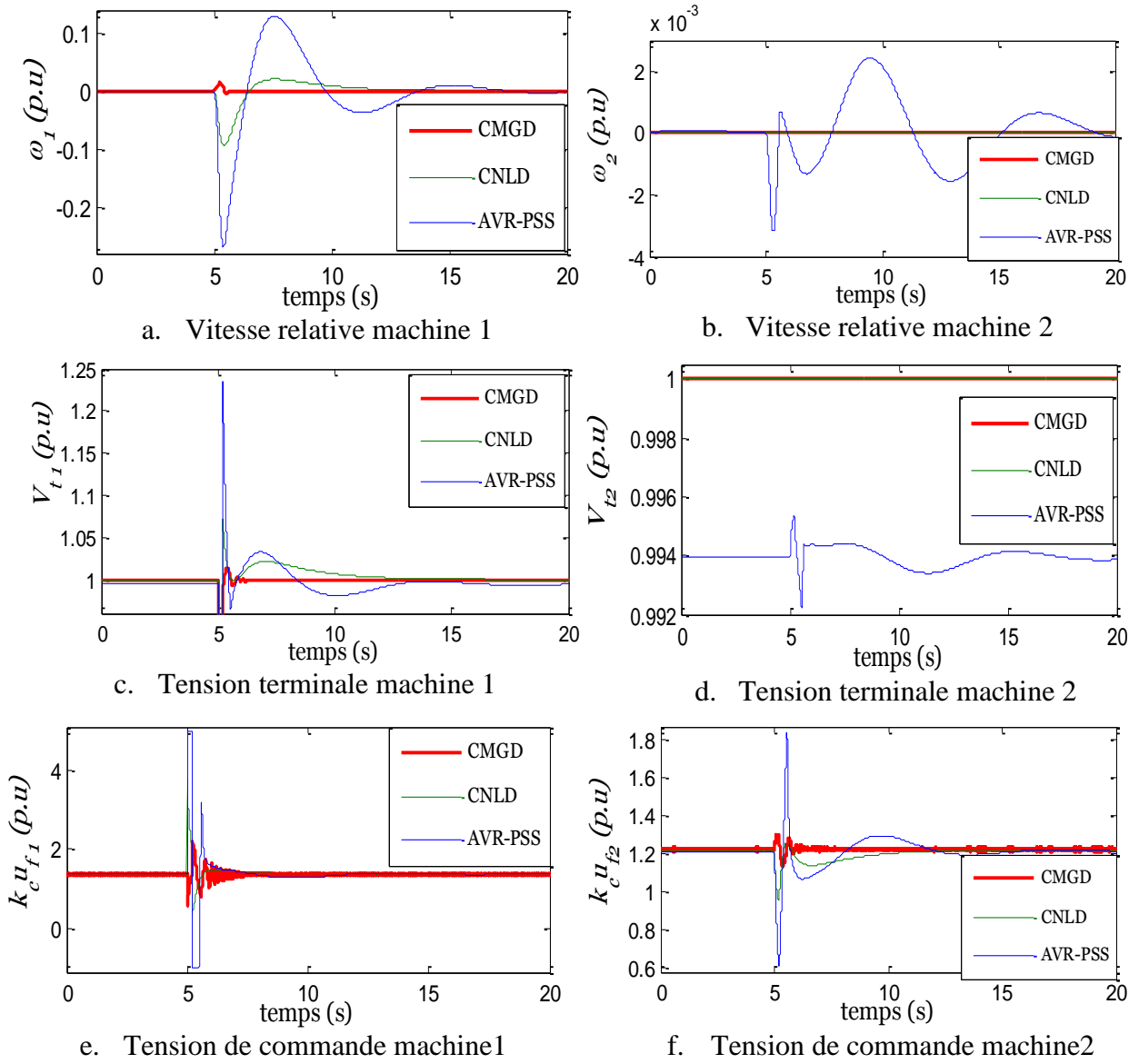
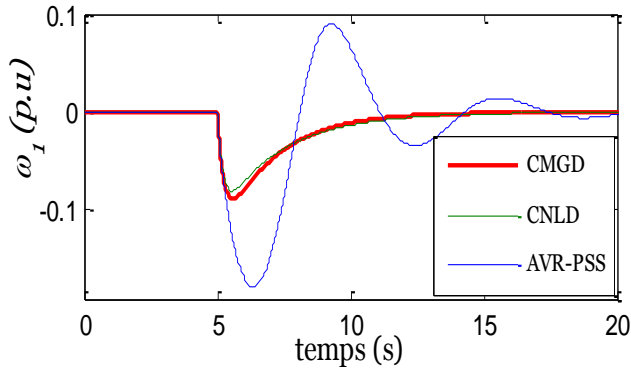
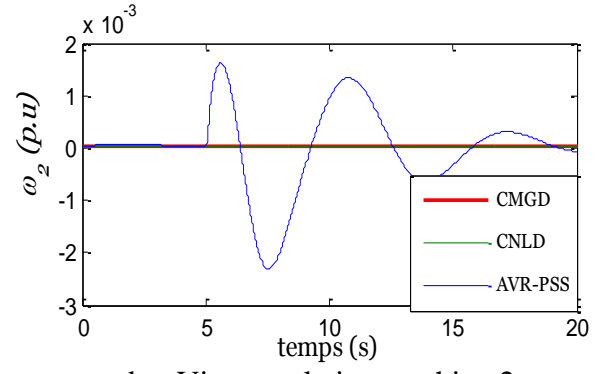


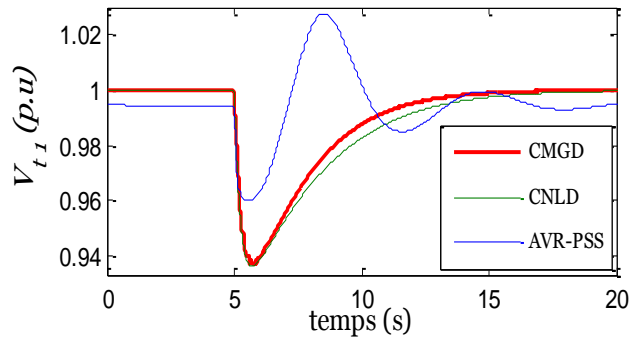
Fig.4.3 Simulation du système multimachine avec un court-circuit de 200ms



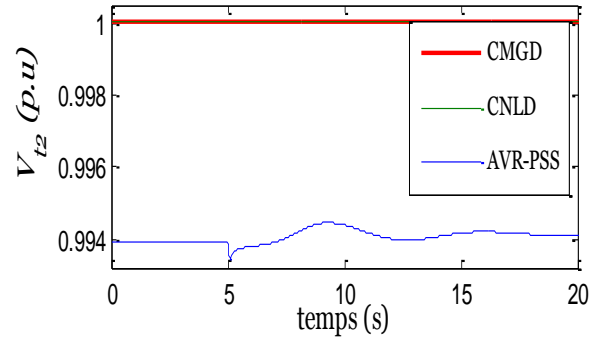
a. Vitesse relative machine 1



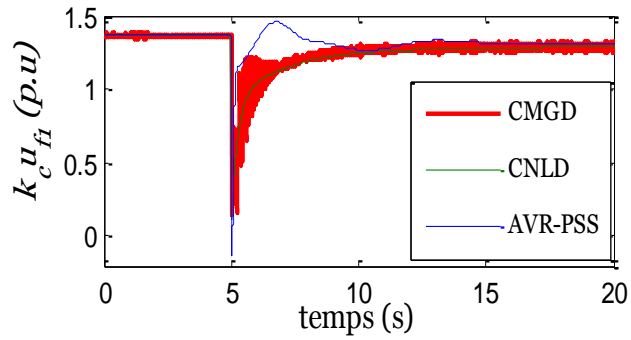
b. Vitesse relative machine 2



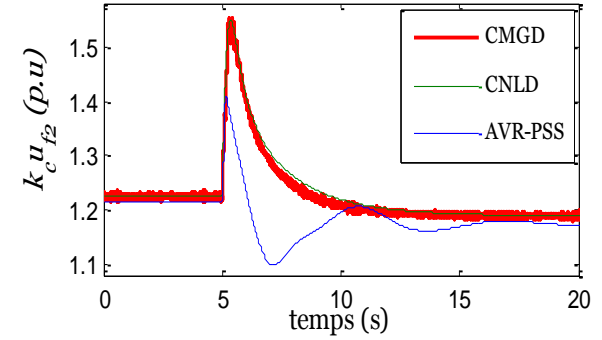
c. Tension terminale machine 1



d. Tension terminale machine 2



e. Tension de commande machine 1



f. Tension de commande machine 2

Fig.4.4 Simulation du système hydrolien multimachine avec une chute de 50% de la puissance mécanique

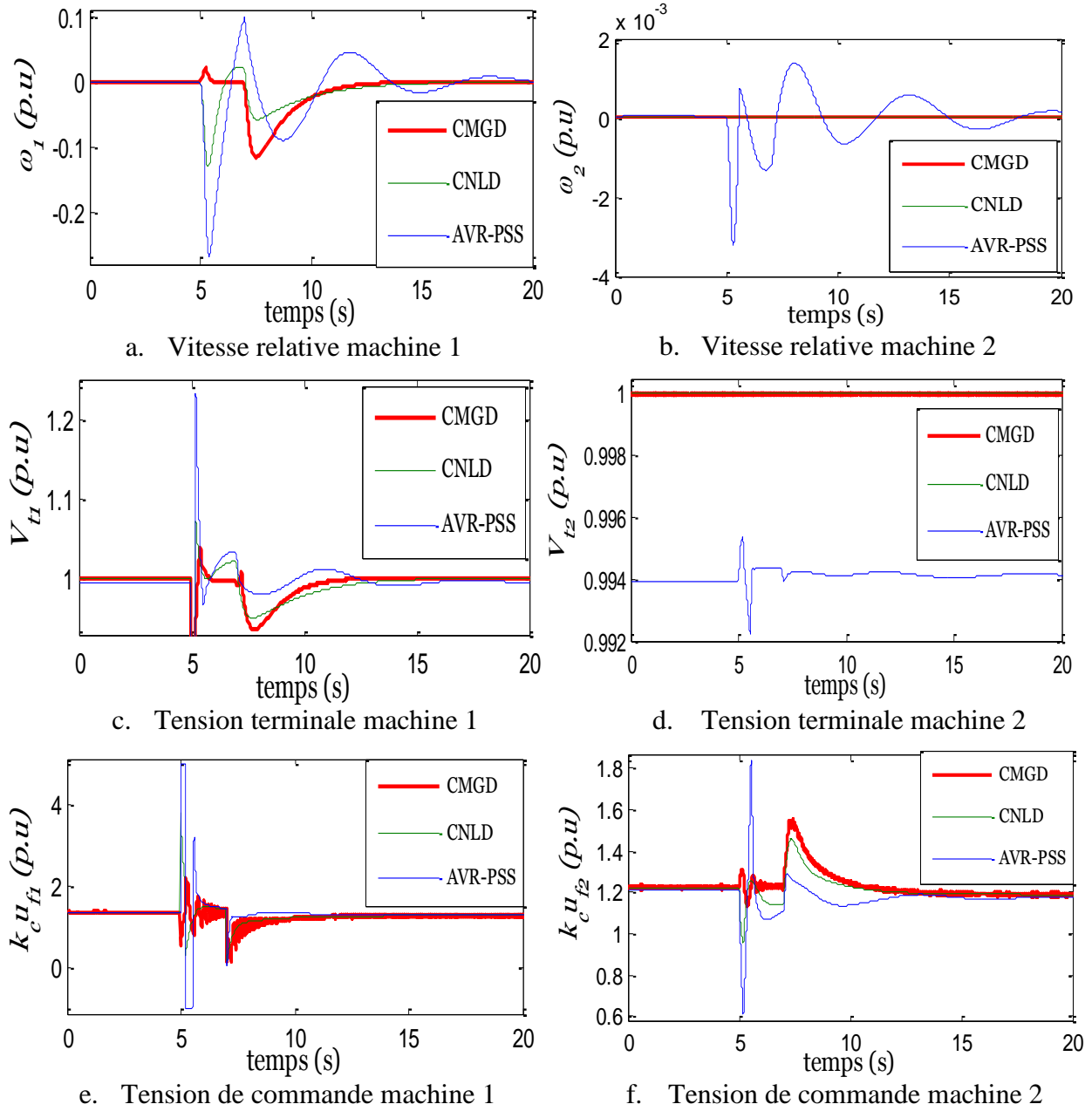


Fig.4.5 Simulation du système hydrolien multimachine avec un court-circuit suivi d'une chute permanente de la puissance mécanique

4.4.4 Discussion

Les figures ci-dessus montrent que la stratégie de commande proposée régule simultanément la fréquence (via la vitesse) et les tensions terminales des génératrices du système multi-machine, par conséquent, elles peuvent être directement interconnectées. Au niveau de l'étude comparative, les constats sont les mêmes que sur les résultats du système hydrolien mono machine avec l'AVR-PSS (manque de précision dans la régulation de la tension terminale, pic négatif de la tension de commande, grands dépassements et plus d'oscillations dans la zone transitoire après perturbation). Cependant, il faut noter que

comparativement au système hydroléon mono machine, les interactions électriques multi-machines augmentent plus ces dépassements et oscillations avec l'AVR-PSS. Comme ces interactions électriques multi-machines sont prises en compte dans la synthèse des contrôleurs non linéaires proposés, cela explique qu'elles ont peu d'effet sur les grandeurs à réguler en termes de dépassements et d'oscillations. Les résultats obtenus (Fig.4.3, Fig.4.4, Fig.4.5) montrent que pour les techniques de commande non linéaire, la vitesse relative et la tension terminale de la deuxième machine sont très peu affectées après la perturbation, tel n'est pas le cas de l'AVR-PSS qui présente des dépassements et des oscillations dans la zone transitoire. D'une manière générale, ces résultats prouvent l'efficacité de la commande non linéaire par rapport à la commande classique et en particulier celle de la commande non linéaire par mode glissant décentralisée par rapport à l'AVR-PSS en termes de précision, de rapidité et d'amortissement des oscillations. Enfin, ils prouvent aussi que la commande proposée est meilleure que la commande non linéaire décentralisée en termes de rapidité et d'amortissement des oscillations.

4.5 Réseau électrique multi-machine connecté à un bus infini

Les unités de production d'énergie renouvelable forment généralement un réseau électrique multi-machine local qui est habituellement connecté à un réseau de forte puissance. Cette connexion est faite à travers un nœud infini dont la considération dans la synthèse de la matrice d'admittance du réseau multi-machine suscite beaucoup de questions, comme:

- Faut-il considérer le nœud infini dans la modélisation du réseau d'interconnexion ?
- Si oui, comment le traiter dans la réduction de la taille du réseau ?

Bien que ce problème soit très peu étudié dans la littérature, néanmoins une proposition a été faite dans [Abu 08]. Elle suppose que le nœud infini peut être considéré comme un générateur d'impédance nulle, par conséquent il ne sera pas réduit lors de la modélisation du réseau. Cette considération suppose que la tension terminale de ce générateur sera égale à sa f.e.m transitoire d'axe en quadrature, donc la moindre variation de celle-ci affectera la stabilité de cette tension. De plus, ce générateur verra tout le reste du réseau comme une charge, ce qui peut entraîner une chute de sa tension alors qu'elle doit être suffisamment stable pour simuler le comportement du bus infini. Enfin, l'auteur propose une modélisation du réseau électrique multimachine connecté au bus infini, mais n'étudie pas son comportement dynamique même en simulation. Vue l'intérêt d'un tel réseau, nous avons jugé nécessaire de l'étudier afin qu'il s'intègre avec succès au réseau de forte puissance. Nous partons de l'hypothèse que ce système multi-machine peut être considéré comme une seule source de production d'énergie connectée au bus infini et qu'à l'intérieur de cette source, nous avons des génératrices interconnectées. Comme le réseau de forte puissance n'envoie pas d'énergie vers le système

multi-machine, alors les interactions électriques peuvent être considérées comme locales. Les perturbations telles que les courts-circuits, les variations brusques de la fréquence peuvent déstabiliser un tel système qui entraînera à son tour des perturbations sur le réseau de distribution. Pour résoudre ce problème, nous proposons un nouveau modèle multi-machine non linéaire, puis, un contrôleur non linéaire est développé afin d'améliorer la stabilité du système multimachine connecté au bus infini. Le système multi-machine étudié dans ce paragraphe est composé de quatre génératrices interconnectées et entraînées par des turbines hydroliennes, puis l'ensemble est couplé à un réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne. La figure ci-dessous illustre ce système.

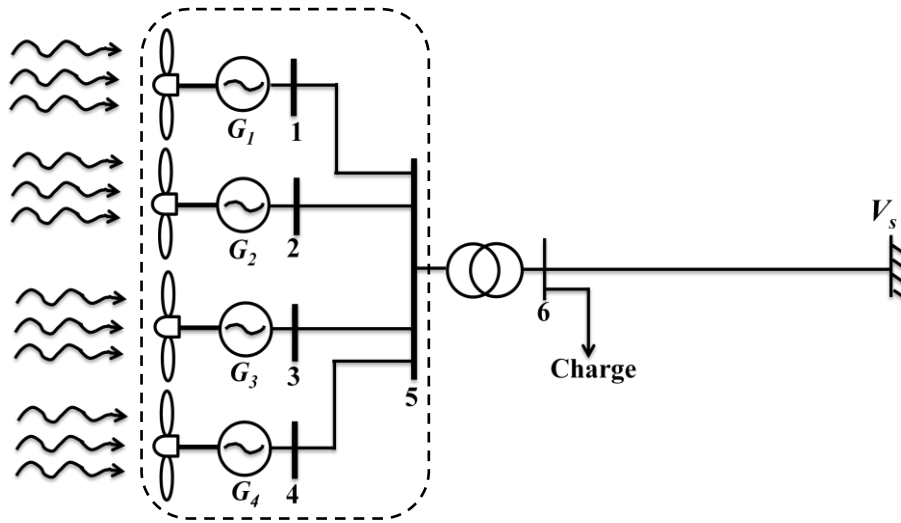


Fig.4.6 Système hydrolien multi-machine connecté au bus infini.

4.5.1 Modélisation du système multi-machine connecté à un bus infini

Sur la figure ci-dessus, le trajet d'une machine au nœud de tension V_s peut être assimilé à celui d'une machine connectée au bus infini. Dans ce cas, l'achèvement du modèle multi-machine en considérant l'effet de tous les éléments du réseau exige la prise en compte des interactions multi-machines qui sont de nature électrique. Le modèle multi-machine proposé est alors obtenu à partir de celui d'une machine connectée au bus infini représenté en fonction des courants dans le référentiel $d-q$. Les expressions de ces courants qui matérialisent les interactions multi-machines sont données dans [Col 08]. Ce modèle est défini par le système d'équations suivant [Dans 13]:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_i = \omega_i \\ \dot{\omega}_i = -\frac{D_i}{H_i} \omega_i - \frac{\omega_s}{H_i} (P_{e_i} - P_{m_i}) \\ \dot{P}_{e_i} = -\frac{1}{T'_{d0_i}} P_{e_i} + \frac{1}{T'_{d0_i}} \left\{ I_{q_i} \left[E_{f_i} - (X_{d_i} - X'_{d_i}) I_{d_i} \right] + V_s \frac{T'_{d0_i} E'_{q_i} \omega_i}{X'_{ds_i}} \cos \delta_i \right\} \end{cases} \quad (70)$$

$$\text{Où } E'_{q_i} = \frac{P_{e_i}}{I_{q_i}}, \quad X'_{ds_i} = X'_{d_i} + X_s,$$

$$I_{q_i} = G_{ii}E'_{q_i} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E'_{q_j} \{G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)\}$$

$$I_{d_i} = -B_{ii}E'_{q_i} - \sum_{j=1, j \neq i}^n E'_{q_j} \{G_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i)\}$$

X'_{ds_i} , X_s , représente respectivement la réactance globale de la ligne connectant une machine i au bus infini et celle de la ligne qui relie le réseau local multi-machine au bus infini.

En appliquant la même technique utilisée dans la modélisation du réseau multi-machine de la figure 4.1 (paragraphe 4.4.1), nous obtenons le modèle du réseau ci-dessus (Fig.4.6) dont la matrice d'admittance finale est la suivante:

$$Y_f = \begin{bmatrix} 0.1761 - 0.5379j & 0.1272 + 0.3215j & 0.0204 + 0.0121j & 0.0204 + 0.0121j \\ 0.1272 + 0.3215j & 0.1761 - 0.5379j & 0.0204 + 0.0121j & 0.0204 + 0.0121j \\ 0.0204 + 0.0121j & 0.0204 + 0.0121j & 0.2218 - 0.6423j & 0.1729 + 0.2171j \\ 0.0204 + 0.0121j & 0.0204 + 0.0121j & 0.1729 + 0.2171j & 0.2218 - 0.6423j \end{bmatrix}$$

4.5.2 Commande du système multi-machine connecté au bus infini

Ce système est composé d'hydroliennes directement interconnectées au niveau d'un nœud (nœud 5) qui est connecté au bus infini par l'intermédiaire d'une ligne. Pour assurer l'interconnexion des génératrices dans un tel système, il est nécessaire de développer une commande en tension et en fréquence. Cette commande doit être décentralisée et robuste afin de garantir la stabilité du système multi-machine connecté au bus infini (voir les raisons dans le paragraphe 4.4.2 de ce chapitre). Les objectifs de cette nouvelle loi de commande sont les mêmes que ceux définis dans le même paragraphe 4.4.2. À partir de la technique de commande du chapitre précédent et du système d'équations non linéaire (70), cette nouvelle loi de commande est définie comme suit:

$$E_{f_i} = \frac{1}{I_{q_i}} \left\{ \begin{aligned} & -T'_{d0_i} \left[\frac{a_i^2 H_i}{\lambda_{0_i} \omega_s} T_i + \frac{1 - \frac{\lambda_{0_i} D_i}{H_i}}{\lambda_{0_i} \omega_s} (D_i \omega_i + \omega_s (P_{e_i} - P_{m_i})) \right] + P_{e_i} \\ & -V_s \frac{E'_{q_i} \omega_i \cos \delta_i}{X'_{ds_i}} + (X_{d_i} - X'_{ds_i}) I_{d_i} - T'_{d0_i} [K_i \text{sign}(P_{e_i} - P_{eref_i})] \end{aligned} \right\} \quad (71)$$

Dans cette configuration, les puissances électriques active et réactive délivrées par une machine i connectée au bus infini sont les suivantes:

$$P_{e_i} = \frac{E'_{q_i} V_s}{X'_{ds_i}} \sin \delta_i$$

$$Q_{e_i} = \frac{E'_{q_i} V_s}{X'_{ds_i}} \cos \delta_i - \frac{V_s^2}{X'_{ds_i}}$$

En utilisant la technique développée dans [Mar 01], on montre que l'angle de puissance de la machine i peut s'écrire sous la forme suivante:

$$\delta_i = \text{arctg} \left(\frac{V_s}{X'_{s_i} P_{e_i}} \left(-\frac{X_{d_i} V_s}{X'_{ds_i}} + \sqrt{V_i^2 + \frac{X_{s_i}^2}{V_s^2} P_{e_i}^2} \right) \right)$$

La référence de cet angle est défini par:

$$\delta_{ref_i} = \text{arctg} \left(\frac{V_s}{X'_{s_i} P_{m_i}} \left(-\frac{X_{d_i} V_s}{X'_{ds_i}} + \sqrt{V_{i-ref}^2 + \frac{X_{s_i}^2}{V_s^2} P_{e_i}^2} \right) \right)$$

4.5.3 Résultats de simulation

Le comportement dynamique de ce nouveau système multi-machine commandé est étudié en simulation sous Matlab/Simulink. Les contrôleurs utilisés dans cette étude sont le contrôleur non linéaire proposé et le contrôleur classique AVR-PSS. Les résultats obtenus sous perturbations électrique et mécanique (court-circuit, chute de la puissance mécanique) permettent de comparer les performances de ces deux contrôleurs. La séquence de ces perturbations sur la génératrice synchrone G_1 est la même que celle définie précédemment. Les figures ci-dessous illustrent les résultats obtenus sur une période de 20s.

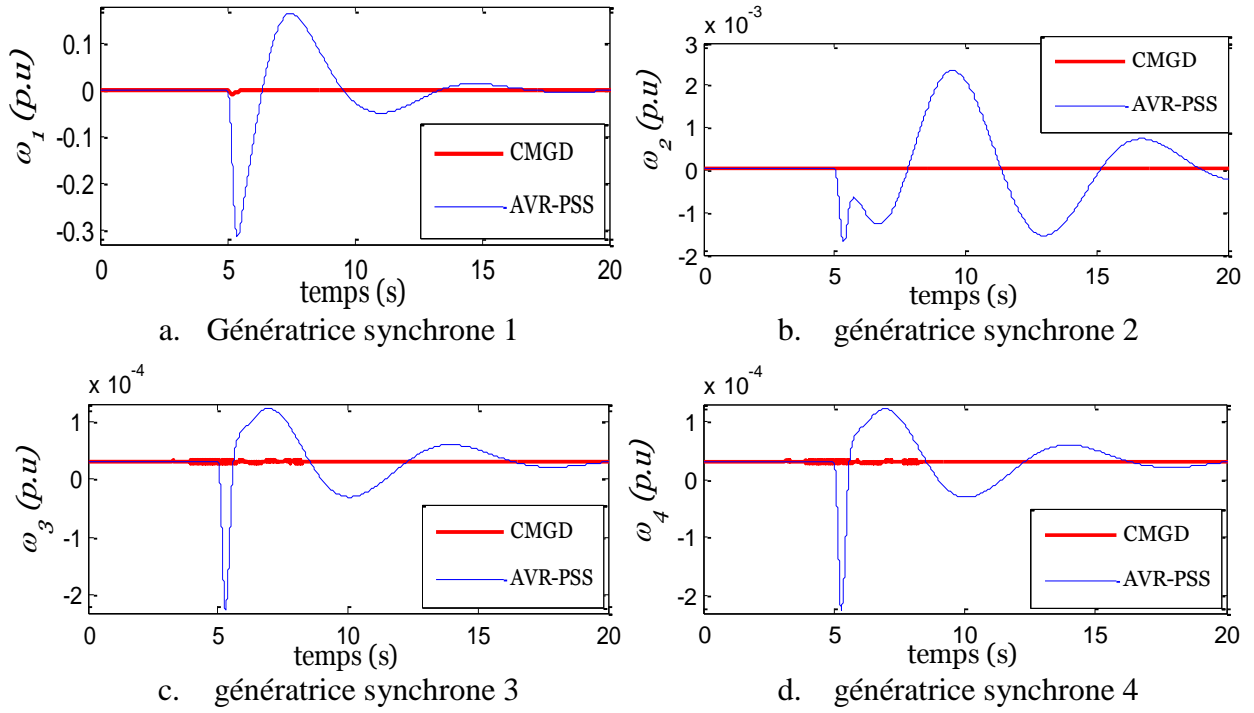


Fig.4.7 Evolution des vitesses relatives après un court-circuit de 200ms

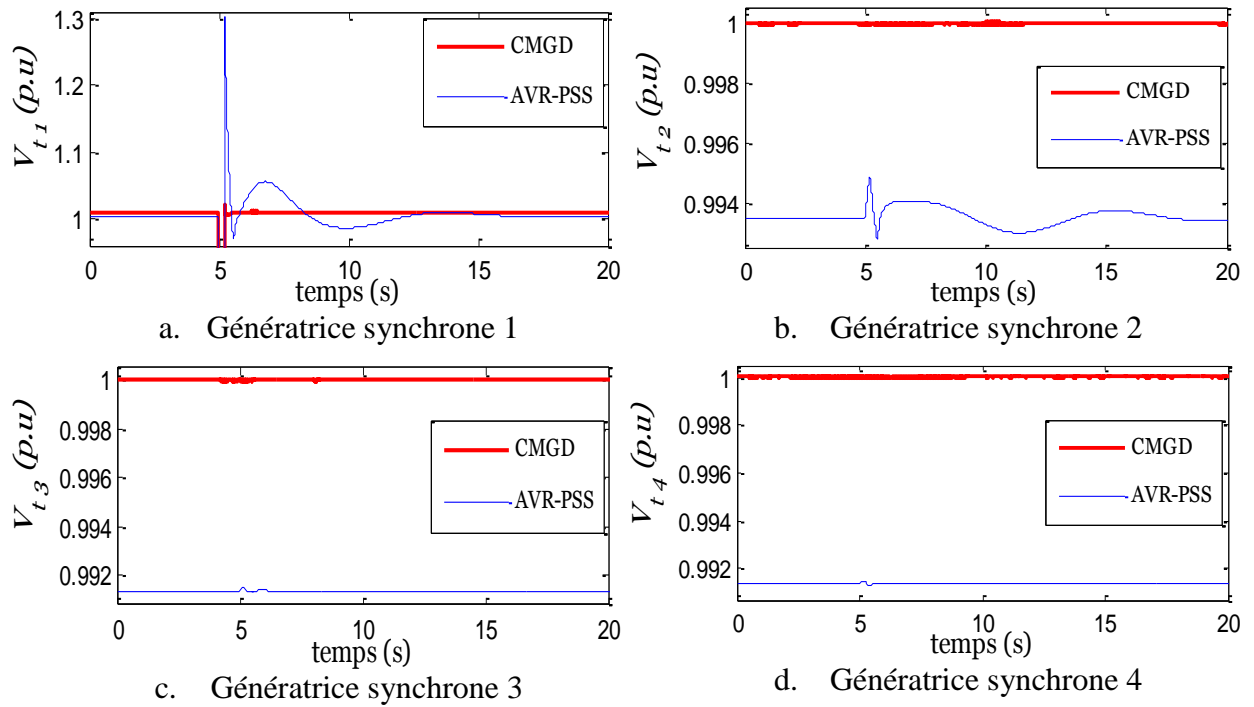


Fig.4.8 Evolution des tensions terminales après un court-circuit de 200ms

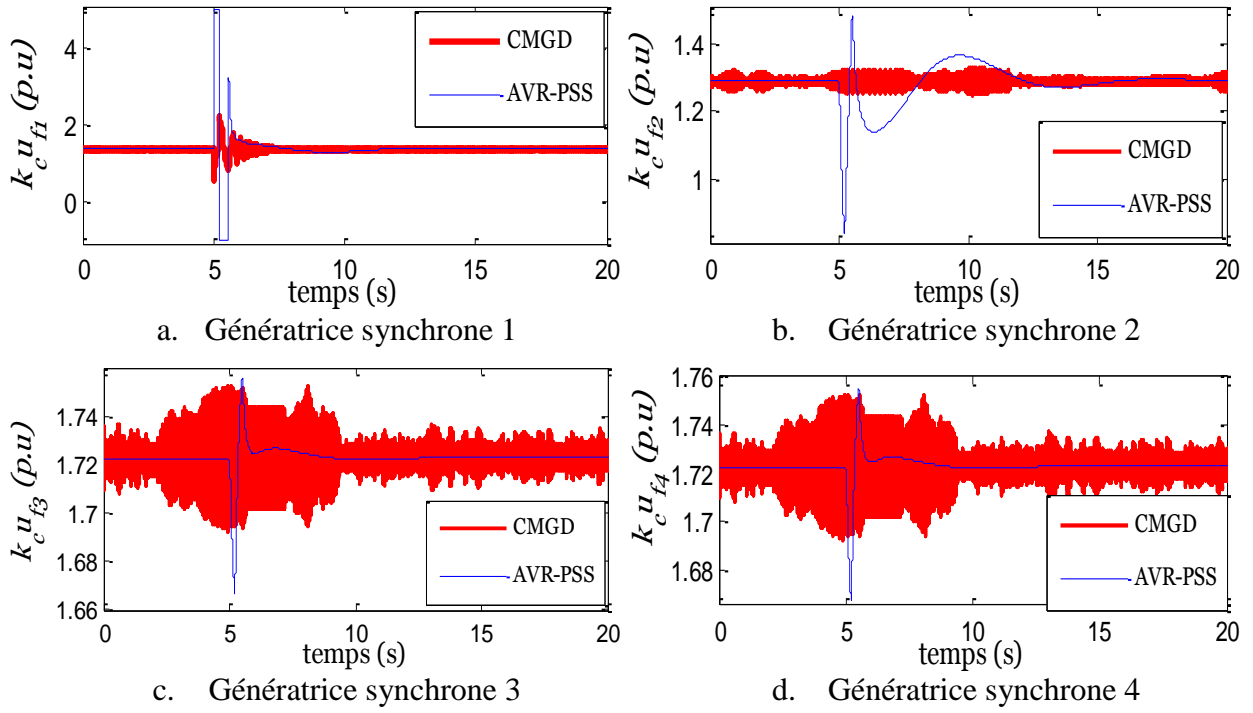


Fig.4.9 Evolution des tensions de commande après un court-circuit de 200ms

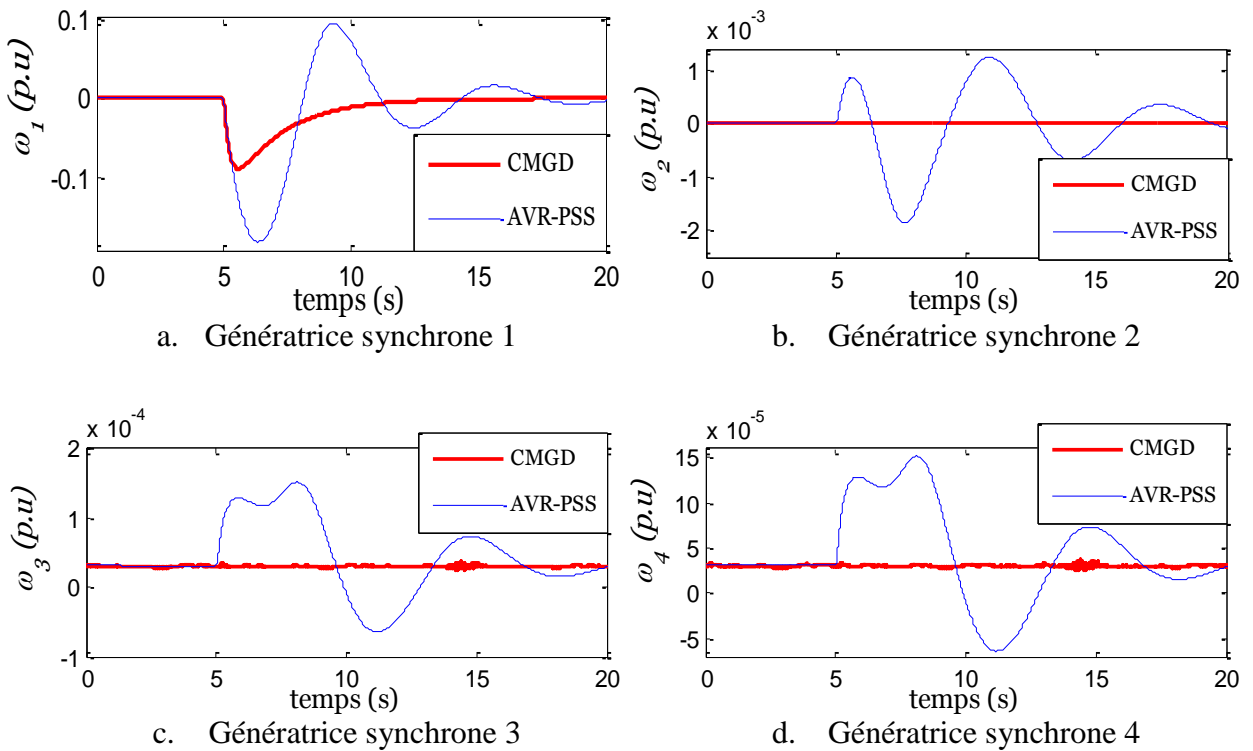


Fig.4.10 Evolution des vitesses relatives après une chute maintenue de la puissance mécanique

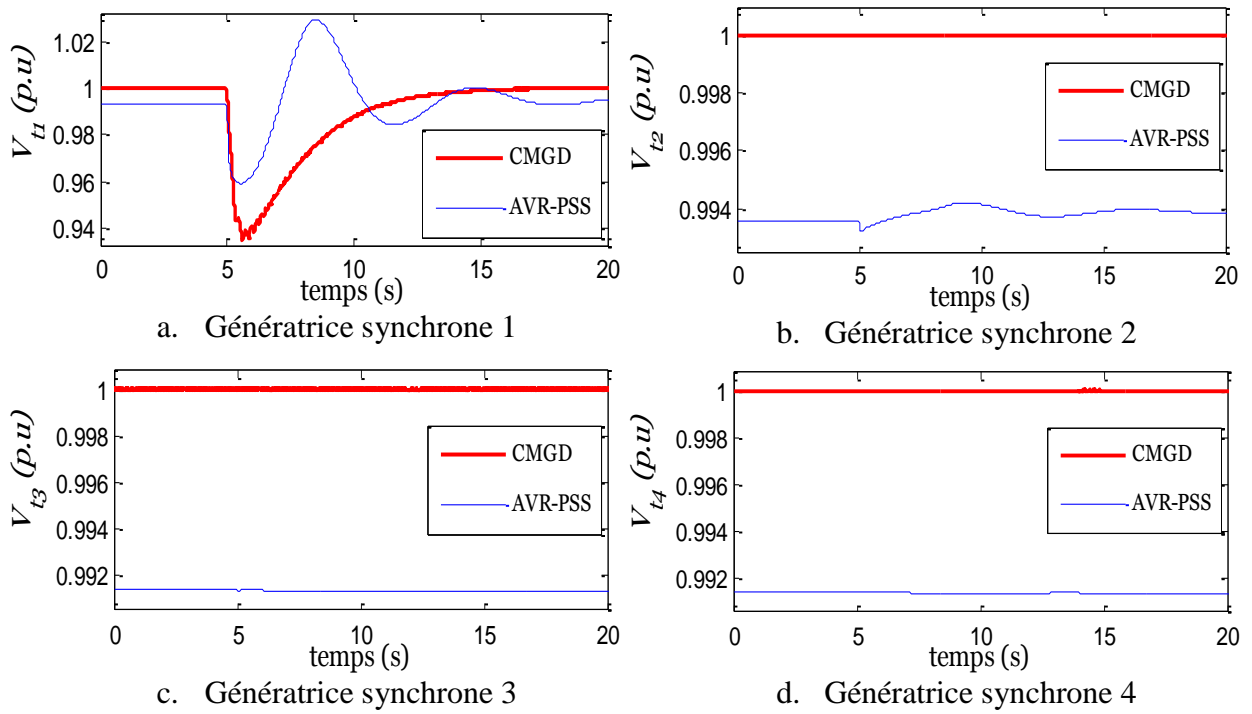


Fig.4.11 Evolution des tensions terminales après une chute maintenue de la puissance mécanique

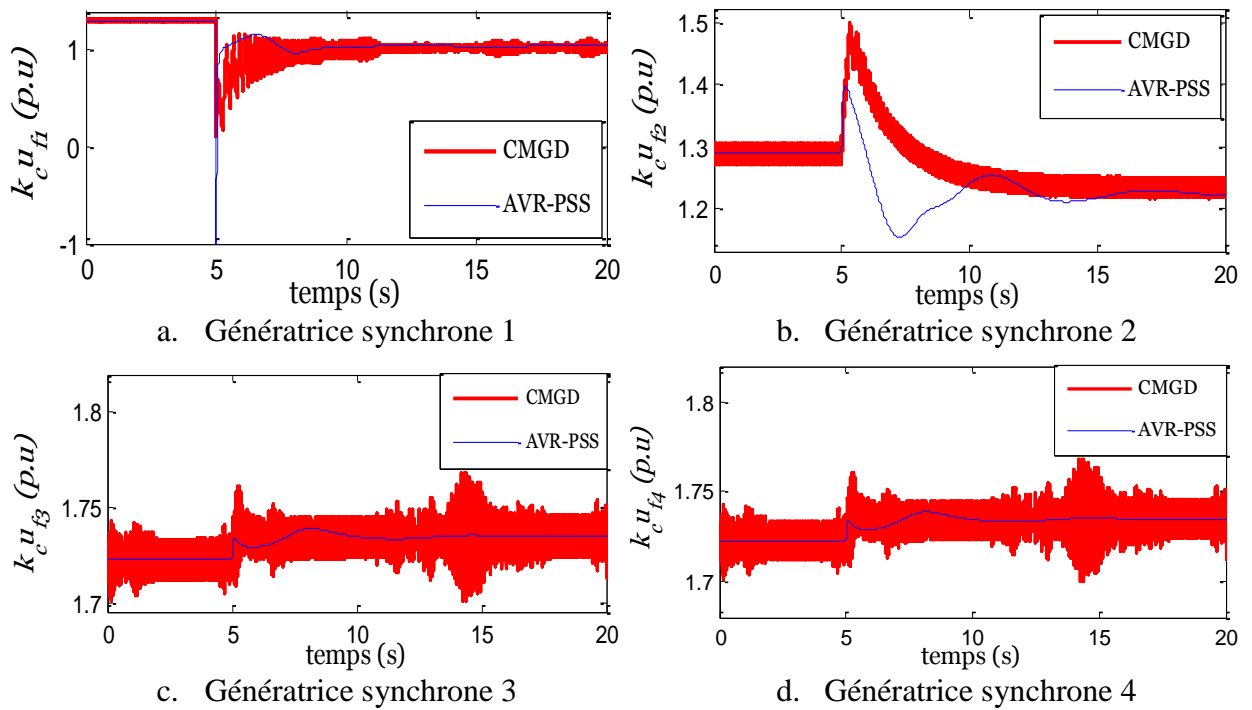


Fig.4.12 Evolution des tensions de commande après une chute maintenue de la puissance mécanique

4.5.4 Discussion

Comparativement au système multi-machine précédent, nous constatons que dans le nouveau système, les dépassements de la tension et de la fréquence avec l'AVR-PSS augmentent après le court-circuit tandis qu'ils sont mieux atténués avec le correcteur proposé (Fig.4.8). Les interactions électriques multi-machines augmentent avec la taille du réseau, et comme elles sont prises en compte dans la synthèse du contrôleur non linéaire proposé, cela explique la robustesse de celui-ci par rapport au contrôleur classique AVR-PSS. Par contre au niveau de la perturbation mécanique (Fig.4.10, Fig.4.11), les dépassements de la tension et de la fréquence sont quasiment les mêmes que ceux observés sur le système multi-machine local (deux hydroliennes interconnectées). Dans les systèmes multi-machines proposés, il n'existe aucun couplage mécanique entre les machines interconnectées; cela explique pourquoi l'effet de la perturbation mécanique est pratiquement la même sur les deux ou quatre hydroliennes interconnectées. Dans tous les cas, le correcteur non linéaire proposé présente des critères de rapidité, de précision et de robustesse meilleurs que ceux du correcteur AVR-PSS.

4.6 Conclusion

Ce chapitre étudie le comportement dynamique des réseaux électriques multi-machines à base d'hydroliennes et propose des solutions pour améliorer leur stabilité transitoire en cas de fortes perturbations. Au début, nous avons proposé un premier modèle non linéaire multi-machine sur la configuration classique et sur la base de ce modèle, un premier contrôleur non linéaire décentralisé a été synthétisé. Un second modèle non linéaire a été ensuite proposé pour un réseau multi-machine connecté à un bus infini et sur la base de ce modèle, un deuxième contrôleur non linéaire a été développé. Contrairement aux contrôleurs non linéaires existant dans la littérature, ces contrôleurs proposés régulent simultanément la tension et la fréquence de chaque composante du système multi-machine. De plus, ils sont obtenus à partir des grandeurs mesurables ou pouvant être construites à partir de la mesure. À la fin, ces deux systèmes multi-machines sont simulés sous perturbations électrique et mécanique, et les résultats obtenus montrent que les correcteurs non linéaires proposés améliorent nettement la stabilité transitoire par rapport au contrôleur classique AVR-PSS. Dans la suite, ces contrôleurs proposés seront implantés sur banc d'essai afin de valider expérimentalement les modèles proposés.

Bibliographie:

- [Abu 08] N. Abu-Tabak. Thèse: Stabilité dynamique des Systèmes Electriques Multimachines: Modélisation, Commande, Observation et Simulation. Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon. Soutenue, le 19 Novembre 2008.
- [Bad 12] M.R. Badu. C.S. Soujanya S.V. Padmavathi. Design of PSS3B for Multimachine system using GA Technique. Research and Application (IJERA) ISSN: 2248-9622. Vol. 2, Issue 3, May-Jun 2012, pp 1265-1271.
- [Col 08] A. Colbia-Vega, J.L. Morales, L. Fridman, O.S. Peña, M.T. Mata-Jimenez (2008). Robust Excitation Control Design Using Sliding-mode Technique For Multimachine Power Systems. Electric Power Systems Research 78 (2008) 1627-1634, *ELSEVIER*.
- [Dan 13] M. Dansoko, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenne. Decentralized Sliding Mode Control for Marine Turbine Connected to Grid. 11th IFAC International Workshop on Adaptation and Learning in Control and Signal Processing, University of Caen Basse-Normandie, Caen, France, July 3-5, 2013 pp 293-298.
- [Dan 14] M. Dansoko, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenne. Robust Multivariable Sliding Mode Control Design for Generator Excitation of Marine Turbine in Multimachine Configuration. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 63 (2014) 423-428, *ELSEVIER*.
- [Gor 08] M. Gordon, J. Hill. Global Transient Stability and Voltage regulation for Multimachine Power System. IEEE (2008).
- [Hue 09] H. Huerta, A.G. Loukianov, J.M. Cañedo. Multimachine Power-Systems Control: Integral-SM Approach. IEEE Transactions Industrial Electronics, (2009) Vol 56, N°6, pp 2229-2236.
- [Hue 10] H. Huerta, A.G. Loukianov, J.M. Cañedo. Decentralized Sliding Mode Block Control of Multimachine Power Systems. Electrical Power and Energy Systems 32 (2010), pp 1-11, *ELSEVIER*.
- [Jun 05] K.II. Jung, K.Y. Kim, T.W. Yoon, G. Jang. Decentralized Control for Multimachine Power Systems with nonlinear Interconnections and disturbances. International Journal of control, Automation, and Systems (2005), Vol,3, No2, pp270-277.

- [Kal 09] K. Kalsi, J. Lian, S.H. Zak. Decentralized Control of Multimachine Power Systems. American Control Conference. Hyatt Regency River front, St Louis USA Jun 10-12 2009.
- [Ken 10] G. Kenné, R. Goma, H. Nkwawo, F. Lamnabhi-Lagarigue, A. Arzandé, J.C. Vannier. Real-time Transient Stabilization and Voltage Regulation of Power Generators with Unknown Mechanical Power Input. *Energy Conversion and Management* 51 (2010), pp 218–224, *ELSEVIER*.
- [Lui 06] W. Liu, J. Sarangapan, G.K. Venayagamoorthy, D.C. Wunsch, D.A. Cartes. Neural Network based decentralized Excitation Control of Large Scale Power. International Joint Conference on Neural Networks. Vancouver B,C, Canada, July 16-21, 2006.
- [Mar 00] R. Martino, G. Damm F. Lamnabhi-Lagarigue. Adaptive Nonlinear Excitation Control of Synchronous Generators With Unknown Mechanical Power. Chapter in Book } Nonlinear Control in the Year 2000, Springer, London, 2000.
- [Naj 12] M. Najafi. Decentralized Fuzzy Control of Nonlinear Large Scale Power Systems. *International Journal Of Computer and Electrical Engineering* (2012), Vol.4 No4, pp 485- 488.
- [Obu 09] D. Obulesu, Dr.S.F. Kodad, Dr.B.V. Sankar Ram. Damping of Oscillations in Multi-Machine Integrated Power Systems Using Hybrid Fuzzy Strategies. *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences* (2009). Vol.1, ssue2, pp196-208.
- [Psi 05] H.E. Psillakis, A.T. Alexandrisis. A New Excitation Control for Multimachine Power Systems I: Decentralized Nonlinear Adaptive Control Design and Stability analysis. *International Journal of control, Automation, and Systems* (2005), Vol,3, No2, pp278-287.
- [Ram 11] J.M. Ramirez, F.V. Arroyave, R.E.C. Gutierrez. Transient Stability Improvement by Nonlinear Controllers Based On Tracking. *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011), pp 315-321, *ELSEVIER*.
- [San 12] S.P. Sankara, N. Narasimhulu, Dr.D.V.A. Kumar. Transient stability Enhancement of Multi-Machine Power System Using Fuzzy Controlled TCSC. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 2012). ISSN: 2278-0181, Vol.1 Issue 6.

- [Shi 10] R. Shivakumar, M. Panneerselvam, Dr.R. Lakshmipathi. Robust Optimal Controller Design for Multimachine Systems Using Genetic Algorithm. International Journal of Engineering Research and Technology (2010). Vol.2 (2), pp 99-101.

Chapitre 5

Validation Expérimentale

5.1 Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons développé des stratégies de commande non linéaire afin de réguler simultanément la tension et la fréquence des systèmes hydroliens en configuration mono et multi-machine. Les résultats de simulation obtenus grâce à ces stratégies de commande et que nous souhaitons valider expérimentalement sont très satisfaisants en absence et même en présence de perturbations. Actuellement, la plupart des travaux sur les commandes non linéaires appliquées aux systèmes de puissance se limite à la simulation; cela peut s'expliquer par un manque de matériel et souvent par la difficulté de capter en pratique certaines grandeurs des algorithmes de commande. Néanmoins, quelques résultats intéressants sur l'implantation des commandes non linéaires sur banc d'essai appliquées aux génératrices synchrones à rotor bobiné ont été publiés dans [Ken 10, Gom 05]. D'autres commandes, appliquées aux génératrices asynchrones à double alimentation [Bel 10, Pen 10, Aim 04] et synchrones à aimant permanent [Tran 10, Cou 08] ont été implantées sur banc d'essai afin de tester en pratique le comportement du système éolien. À ce jour, très peu d'études ont été faites sur la validation expérimentale des lois de commandes appliquées au système hydrolien. C'est ainsi que les auteurs de [Ben 11] implémentent un correcteur par mode glissant d'ordre deux pour réguler uniquement la vitesse de la MSAP sans connexion au réseau électrique. Par contre ceux de [And 08] implémentent deux régulateurs PI pour contrôler les convertisseurs coté machine et coté réseau afin de coupler la MSAP au réseau électrique. Aucun de ces travaux, ne couple directement le système hydrolien au réseau électrique et n'implémente non plus un correcteur non linéaire multivariable. De plus, ils n'effectuent aucun test sous perturbations afin d'évaluer la robustesse de leur contrôleur. Par conséquent, nous nous intéresserons à l'implémentation de notre correcteur non linéaire multivariable pour assurer la connexion directe d'un système hydrolien au réseau électrique. Pour finir, nous étudierons la robustesse de ce contrôleur suite à des perturbations telles que les

coups de ligne, les variations de charge et de puissance mécanique. Comme dans les travaux de [Ben 11, And 08], nous utiliserons un moteur à courant continu, alimenté par l'intermédiaire d'un dispositif d'électronique de puissance afin de simuler le comportement dynamique de la turbine hydrolienne.

Dans cette partie, nous mettrons en œuvre sur un banc d'essai notre contrôleur non linéaire multivariable développé dans le chapitre 3 pour un système hydrolien mono machine. Comme cette loi de commande contient la puissance mécanique qui n'est pas mesurable, alors, nous utiliserons un observateur pour la construire. Pour des difficultés liées à l'implémentation du mode glissant, nous remplacerons la fonction signe de la loi de commande à modes glissant par l'une de ses approximations qui sera présentée dans la suite de ce document. Enfin, nous présenterons les résultats issus de la pratique qui permettront de réaliser une étude comparative entre les performances de la commande proposée, la commande CNL et l'AVR-PSS.

5.2 Présentation du banc d'essai

Le banc d'essai mis en œuvre dans cette thèse est monté dans le laboratoire d'électrotechnique du département d'énergie de l'Ecole Supérieure d'Electricité SUPELEC de Paris. Les figures 5.1 et 5.2 montrent respectivement une photo et un schéma fonctionnel simplifié de ce banc d'essai. Ce banc, comme nous pouvons le voir sur le schéma fonctionnel simplifié est composé d'une machine synchrone à rotor bobiné (MSRB) et d'une machine à courant continu (MCC) à excitation indépendante. Le rotor de la machine à courant continu est couplé à celui de la machine synchrone par l'intermédiaire d'un même arbre et au bout de l'arbre, une dynamo tachymétrique permet de mesurer la vitesse de rotation de l'ensemble. Outre ces machines, un plan de charges résistives est utilisé afin de charger la machine synchrone.

Pour faire fonctionner le banc d'essai, nous disposons d'un ordinateur, d'une carte d'acquisition *DSPACE RTI 1103*, une alimentation commandable, un convertisseur (pont tout thyristor) et des capteurs. Les blocs "cap" sont des capteurs qui adaptent l'amplitude des signaux aux entrées de la carte et fournissent une tension proportionnelle aux grandeurs nécessaires pour la génération de la tension de commande. L'utilisation d'une telle carte est avantageuse dans la mesure où on peut choisir sa période d'échantillonnage de façon à conserver l'algorithme de notre loi de commande en temps continu sans être obligé de le discrétiser. Cet algorithme de commande génère une tension de commande sur l'environnement Matlab/Simulink qui est ensuite envoyée sur l'une des sorties de la carte puis sur les bornes de la roue polaire de la machine synchrone par l'intermédiaire de l'alimentation commandable. De la même manière, une tension de commande est envoyée depuis l'ordinateur sur la carte puis sur le convertisseur à thyristors pour alimenter l'induit de la

machine à courant continu. Dans ce cas la machine à courant continu est démarrée progressivement et une fois la vitesse nominale atteinte, on bascule sur un signal alternatif obtenu à partir du caractère dynamique de la marée (chapitre 2, modèle de la marée). L'ensemble signal alternatif-pont tout thyristors-machine à courant continu permet alors de reproduire le comportement de la turbine hydrolienne en implémentation.

Avec ce banc, nous pouvons tester le comportement de notre système commandé sous des perturbations qui peuvent survenir sur les réseaux électriques, telles que:

- Coupures d'une ligne,
- Variations brusques de la charge.

Variation de la puissance mécanique suite à une variation de la vitesse de rotation de la machine à courant continu.

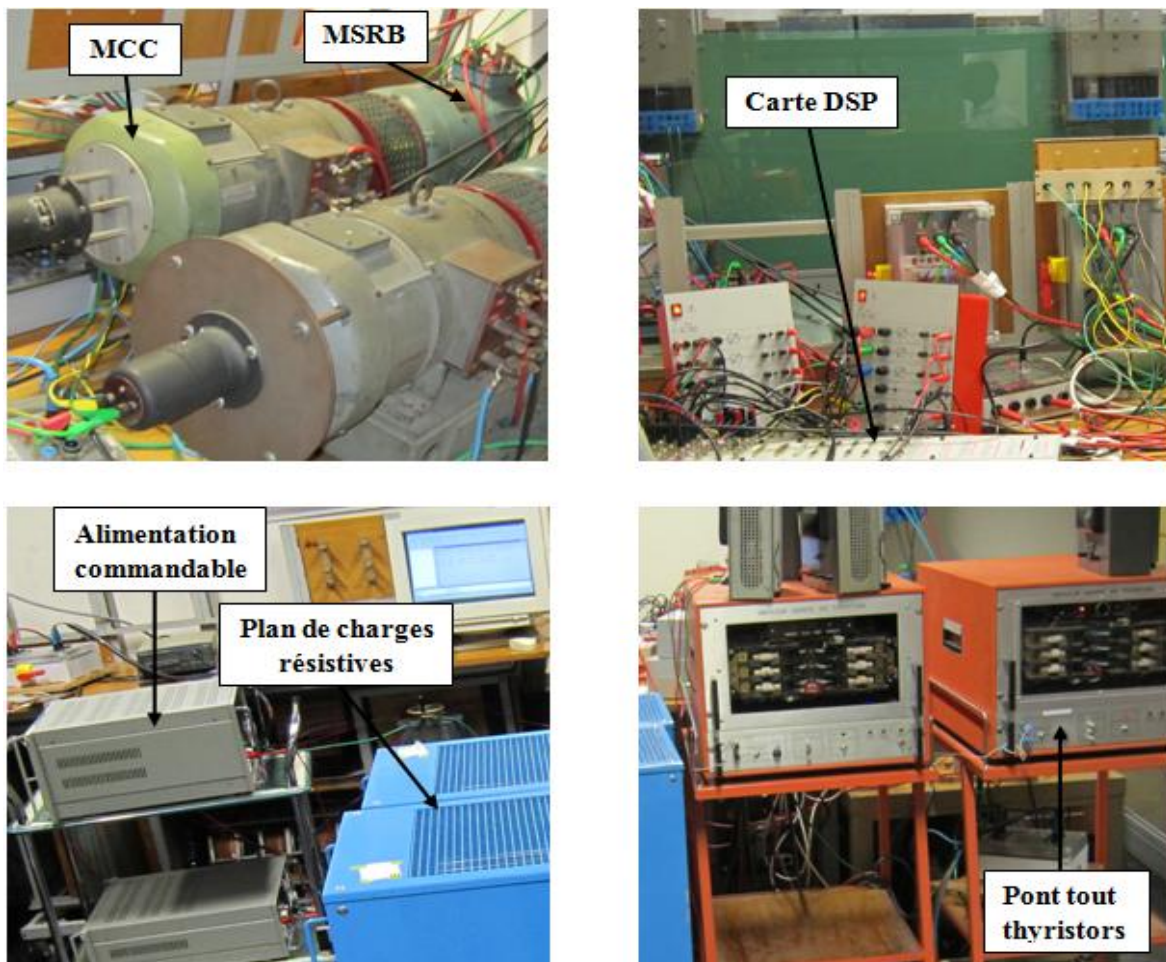


Fig.5.1 Photo du banc d'essai expérimental

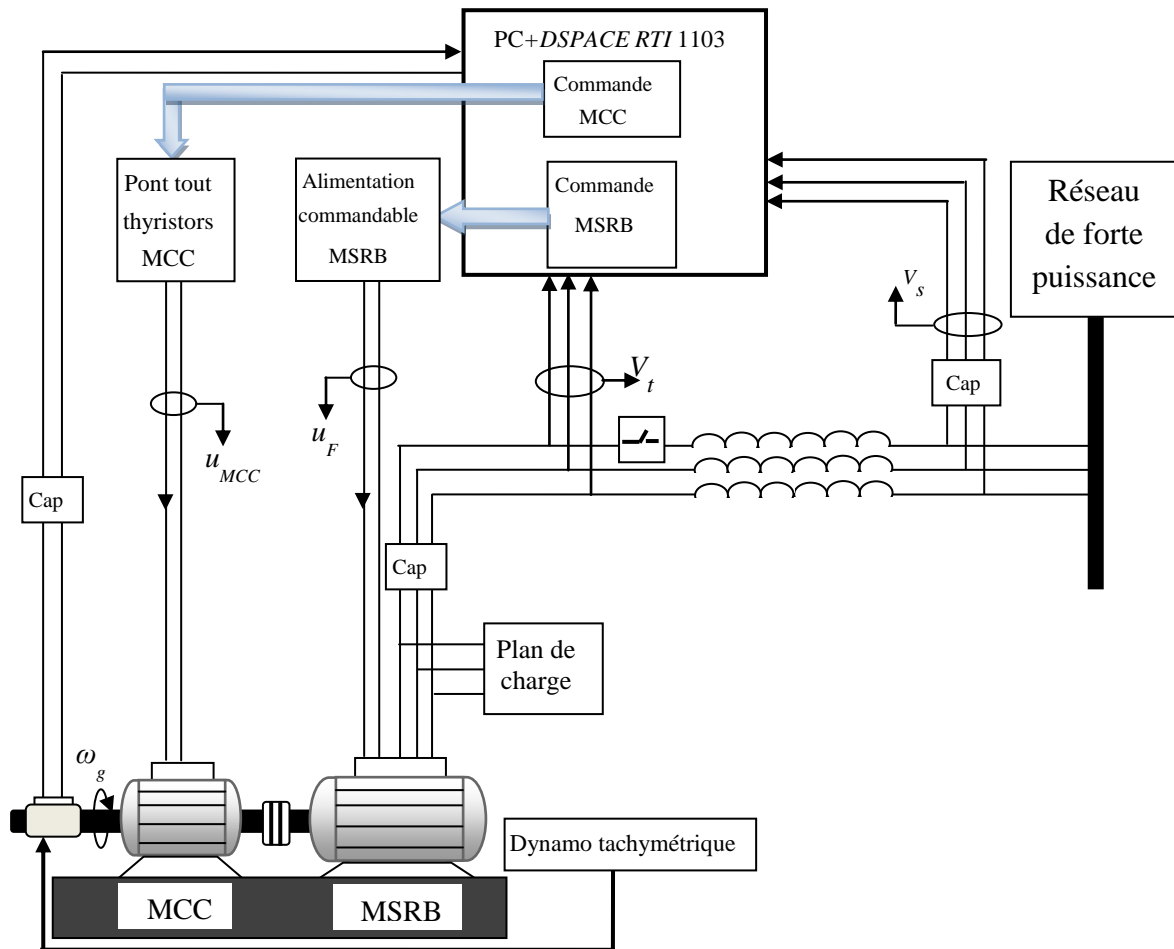


Fig.5.2 Schéma fonctionnel du banc d'essai expérimental

5.2.1 Partie tournante

La partie tournante est constituée d'une machine synchrone de type ATD 125 B entraînée par une machine à courant continu de type D.125 B4. Les paramètres de ces machines ont déjà été identifiés par notre équipe de recherche et ils seront présentés en annexe. Les caractéristiques nominales des machines, à courant continu et synchrones sont données dans les tableaux suivants:

Puissance utile (kW)	Tension nominale (V)	Vitesse nominale (tr/min)	Courant nominal (A)
4.8/3.6	120/120	1500	40/30

Tableau 5.1 Caractéristiques nominales sur la plaque signalétique de la MCC

Puissance nominale (kVA)	Tension nominale (V)	Vitesse nominale (tr/min)	Courant nominale (A)	Tension d'excitation (V)	Facteur de puissance $\cos\phi$
5/4	60/120	1500	24/19	120	0.8/1

Tableau 5.2 Caractéristiques nominales sur la plaque signalétique de la MSRB

5.2.2 Dynamo tachymétrique

La dynamo tachymétrique de type REO.444 est montée sur le même arbre que les machines et permet de donner avec précision la vitesse de rotation de la partie tournante. Elle fournit une tension proportionnelle à cette vitesse de rotation qui est de l'ordre de 60V pour 1000 tr/min.

5.2.3 Convertisseurs de tension

Deux types de convertisseurs de tension alimentés par une tension alternative sont utilisés dans cette étude expérimentale. Le premier type qui est un convertisseur commandé à thyristors (modèle "Onduleur Assisté Six Thyristors") reçoit une tension de commande continue depuis l'ordinateur pour alimenter le circuit d'induit de la machine à courant continu. Le second qui est un convertisseur de type ASF 1000/150.1 fonctionne suivant le même principe que le premier et permet d'alimenter le circuit d'excitation (roue polaire) de la machine synchrone.

5.3 Conditions de couplage au réseau

Le couplage de la machine synchrone au réseau électrique exige un certain nombre de précautions à savoir [Gom 05]:

- *La vitesse du moteur à courant continu qui entraîne la machine synchrone doit être réglée à la vitesse de synchronisme, sinon la machine décrochera du réseau.*
- *Les niveaux de tension doivent être les mêmes, c'est-à-dire que la tension délivrée par la machine synchrone doit avoir la même valeur efficace que celle du réseau.*
- *En plus de ces deux conditions, les ordres de phases doivent être les mêmes pour éviter l'apparition des surintensités qui entraîneront certainement la rupture de l'arbre de transmission au moment du couplage.*

Lorsque les deux premières conditions sont respectées alors le rotor tournera à une vitesse de 1500 tr/min correspondant à la fréquence de 50 Hz. Nous vérifierons l'ordre de succession des phases à l'aide de trois lampes montées aux bornes de l'interrupteur de couplage. Ces lampes doivent s'allumer et s'éteindre simultanément. Le couplage est

réalisé en fermant l'interrupteur lors d'une extinction des lampes. Ces conditions de couplage sont mieux détaillées dans [Gom 05].

5.4 Observateur de la puissance mécanique

La mise en œuvre pratique des commandes non linéaires nécessite une connaissance entière ou partielle de tous les états du système non linéaire. Lorsqu'un état est inaccessible à la mesure, il est impératif de le reconstruire à partir des grandeurs mesurables du système. Une telle technique fait recourt à un observateur dont la conception devient délicate si l'on est en présence de systèmes fortement non linéaires. Si l'état en question est une entrée inconnue et n'appartient pas au vecteur d'état du système, alors, l'utilisation d'un observateur conventionnel n'est pas suffisante. C'est pour cette raison que les auteurs de [Ken 10] ont combiné la technique du mode glissant et une loi d'adaptation afin de proposer un observateur de la puissance mécanique. Les résultats qu'ils ont obtenu avec cet observateur sont très satisfaisants, d'où son utilisation dans cette étude pour les besoins de l'implémentation. Cet observateur qui est mieux détaillé dans [Ken 10] est défini comme suit:

$$\begin{cases} \dot{\hat{\omega}} = \frac{\omega_s}{H} \hat{P}_m - \frac{D}{H} \omega - \frac{\omega_s}{H} P_e + u & \text{avec } u = k_\omega \text{sign}(\omega - \hat{\omega}) \\ \dot{\hat{P}}_m = -k_{P_m} \text{sign}(e_{P_m}) = -k_{P_m} \text{sign}\left(-\frac{H}{\omega_s} u^{eq}\right) \end{cases} \quad (72)$$

u^{eq} est la partie équivalente de la commande u qui est aussi considérée comme sa moyenne. Le paramètre k_ω est choisi de manière que:

$$k_\omega > \frac{H}{\omega_s} \left| e_{P_m} \right|_{\max}$$

Le paramètre k_{P_m} est un réel positif qui est choisi de façon que \hat{P}_m converge en temps fini vers P_m . Pour plus de détails sur cette question, se référer à [Ken 10].

5.5 Résultats expérimentaux

Dans le chapitre 3, le contrôleur non linéaire par mode glissant proposé pour le système hydrolien mono machine est implémenté en temps réel sur le banc d'essai. L'effet bien connu et indésirable en pratique de cette stratégie de commande qui est l'effet de chattering excitait les fréquences pour la moindre petite variation et la commande saturait automatiquement. Nous nous sommes rendus compte que ce problème persistait même après avoir utilisé un filtre passe bas du premier ordre. Par conséquent, nous avons décidé de remplacer en pratique la fonction « signe » de la loi de commande par mode glissant proposée par une de ses approximations qui est donnée dans [Bel 08]. Le choix de cette approximation a été motivé

par le fait que nous pouvons facilement démontrer la preuve de la stabilité de la loi de commande sans imposer de conditions à la surface de glissement et de plus, nous pouvons agir sur un paramètre de manière à nous rapprocher des conditions d'utilisation de la fonction signe. Dans ce contexte, nous perdons certes la convergence en temps fini, mais nous obtenons une convergence asymptotique dans un voisinage de zéro que nous pouvons choisir en agissant sur le paramètre de l'approximation du signe.

La loi de commande développée dans le chapitre 3 devient alors:

$$E_f = \frac{X'_{ds}T'_{d0}}{V_s \sin(\delta)} \left[P_e \left(\frac{X_{ds}}{X'_{ds}T'_{d0}} - \omega \cot(\delta) \right) - \frac{X_{ds} - X'_{ds}}{X_{ds}X'_{ds}} \omega V_s^2 \sin^2(\delta) - \frac{a^2 H}{\lambda_0 \omega_s} T \right. \\ \left. - \left(1 - \lambda_0 \frac{D}{H} \right) \left\{ \frac{D}{\lambda_0 \omega_s} \omega + \frac{1}{\lambda_0} (P_e - P_m) \right\} - K \frac{s}{|s| + \varepsilon} \right] \quad (73)$$

avec $s = P_e - P_{eref}$ et $sign(s) = \frac{s}{|s| + \varepsilon}$, ou ε est un paramètre qui doit être positif et faible.

Pour la stabilité de cette loi de commande, la dérivée de la fonction de Lyapunov donnera:

$$\dot{V}(S) = \dot{S}S = -K \frac{s^2}{|s| + \varepsilon} \quad (74)$$

En choisissant $K > 0$, on montre aisément que $\dot{V}(S) < 0$, ce qui prouve la stabilité de cette loi de commande.

Pour étudier la robustesse de la commande proposée par rapport à la commande non linéaire (CNL) proposée dans [Ken 10] et par rapport à la commande classique AVR-PSS, nous avons réalisé des tests sous perturbations électrique et mécanique dont les séquences sont les suivantes:

- Coupure intermittente d'une ligne
 1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
 2. À $t = 5s$, une ligne est coupée et remise aussi tôt.
- Coupure permanente d'une ligne
 1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
 2. À $t = 5s$, une ligne est coupée et n'est plus remise.
- Variation intermittente de la charge

1. À $t = 0s$, le système évolue sans changement.
 2. À $t = 5s$, une variation intermittente d'environ 66% de la charge est produite.
- Variation permanente de la charge
 1. À $t = 0s$, le système évolue sans changement.
 2. À $t = 5s$, une variation permanente d'environ 66% de la charge est produite.
 - Variation intermittente de la puissance mécanique
 1. À $t = 0s$, le système évolue sans perturbation.
 2. À $t = 5s$, une variation intermittente d'environ 20% de la puissance mécanique est réalisée à travers une chute de la vitesse mécanique de la MCC.

Les résultats obtenus en pratique sont illustrés par les figures ci-dessous et comportent trois parties. Dans la première partie, la génératrice synchrone commandée est entraînée par la machine à courant continu qui se comporte comme la marée dont la période est ramenée à 60s. Il s'agira dans cette partie de voir si les oscillations de vitesse relative et les variations de la tension terminale se situent dans des plages acceptables. Dans la seconde partie, l'effet de la variation du paramètre de la fonction approximation du signe est étudié sur la nouvelle loi de commande. La dernière partie, présente les résultats du test de robustesse dont les séquences sont présentées ci-dessus.

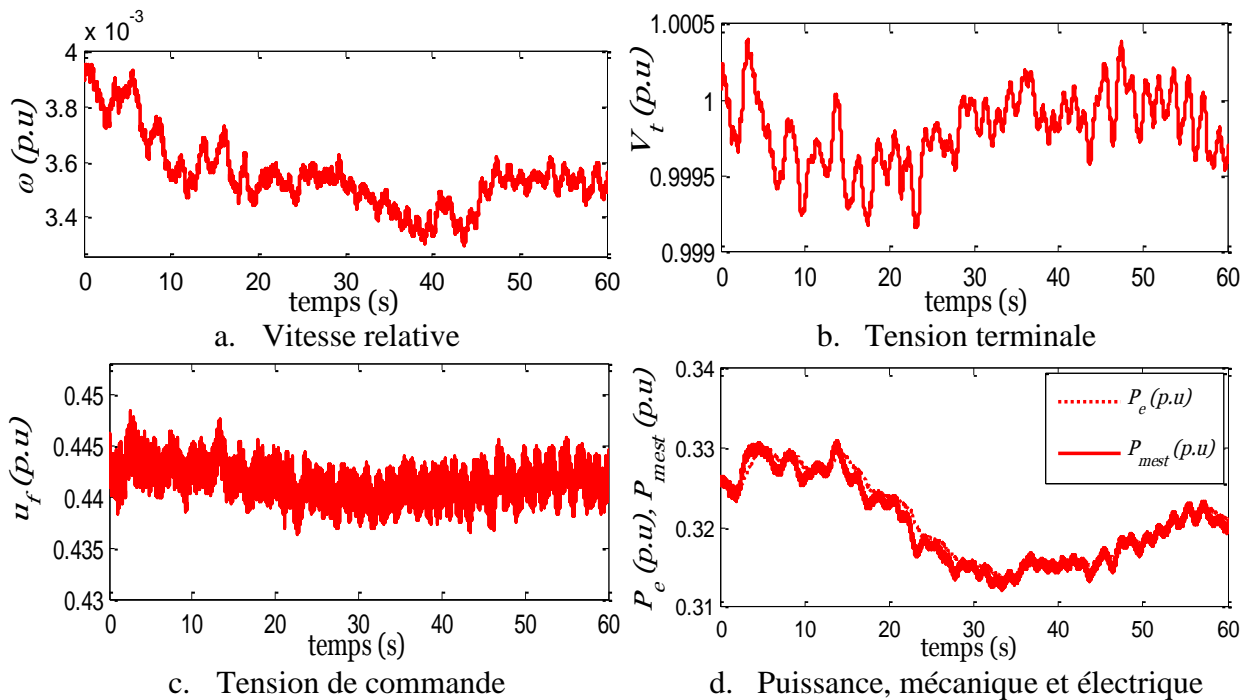


Fig.5.3 Grandeurs des machines et tension de commande de la génératrice synchrone

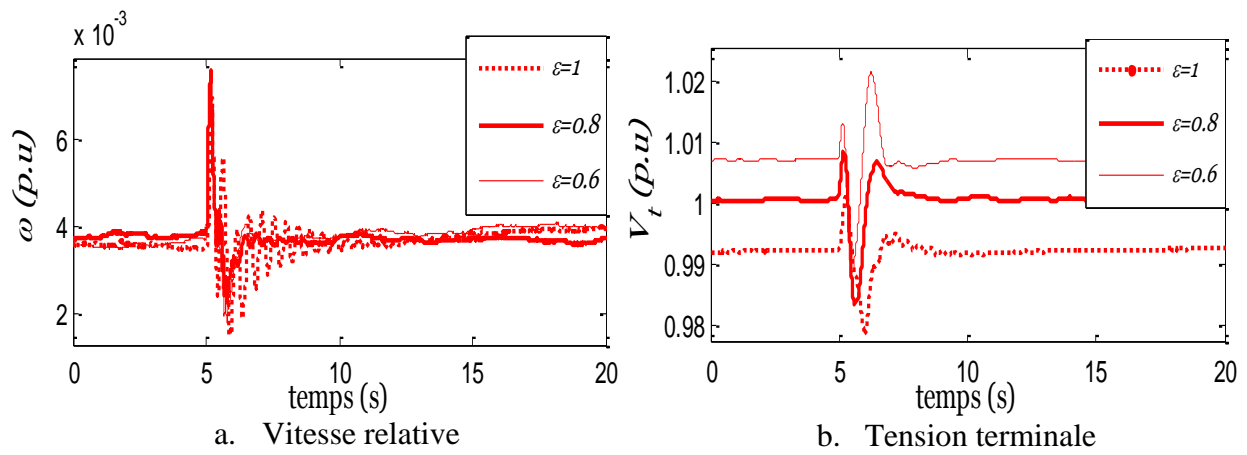


Fig.5.4 Effet de la variation de ε sur la CMG

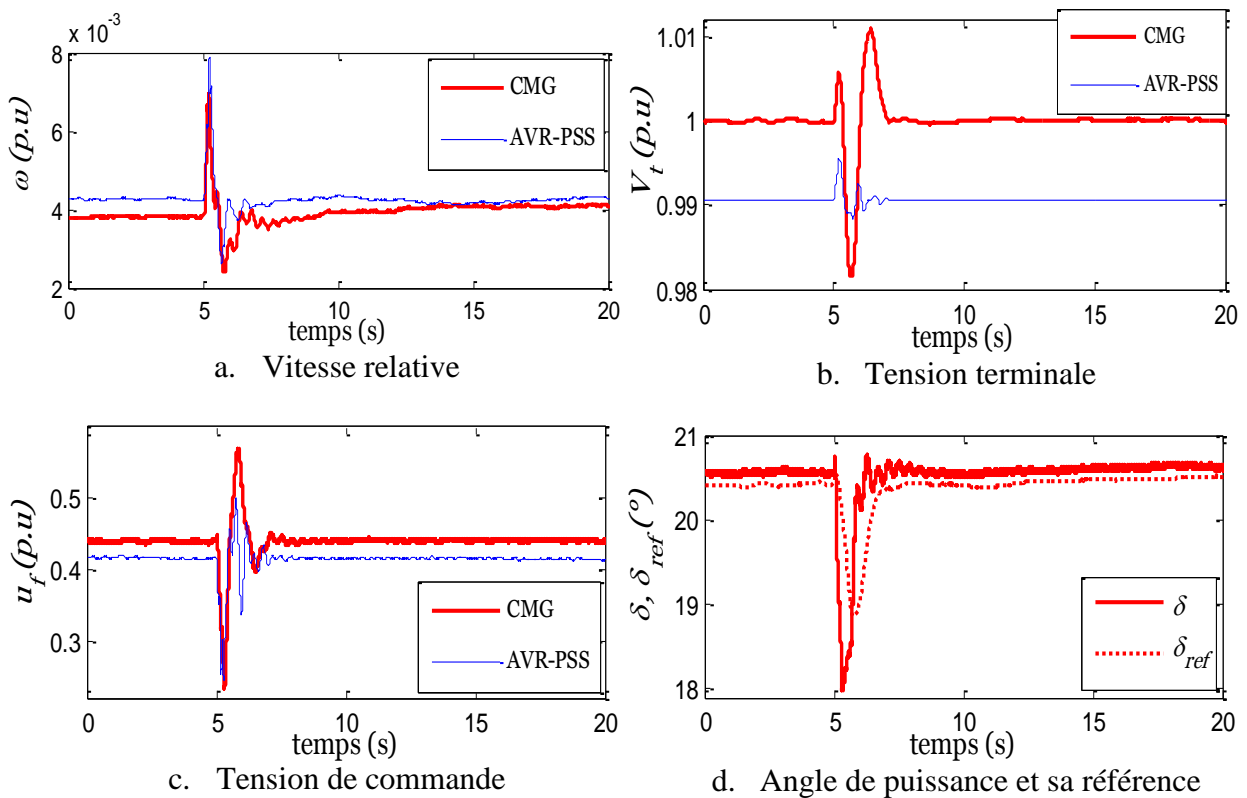


Fig.5.5 Test de robustesse, variation intermittente de la charge

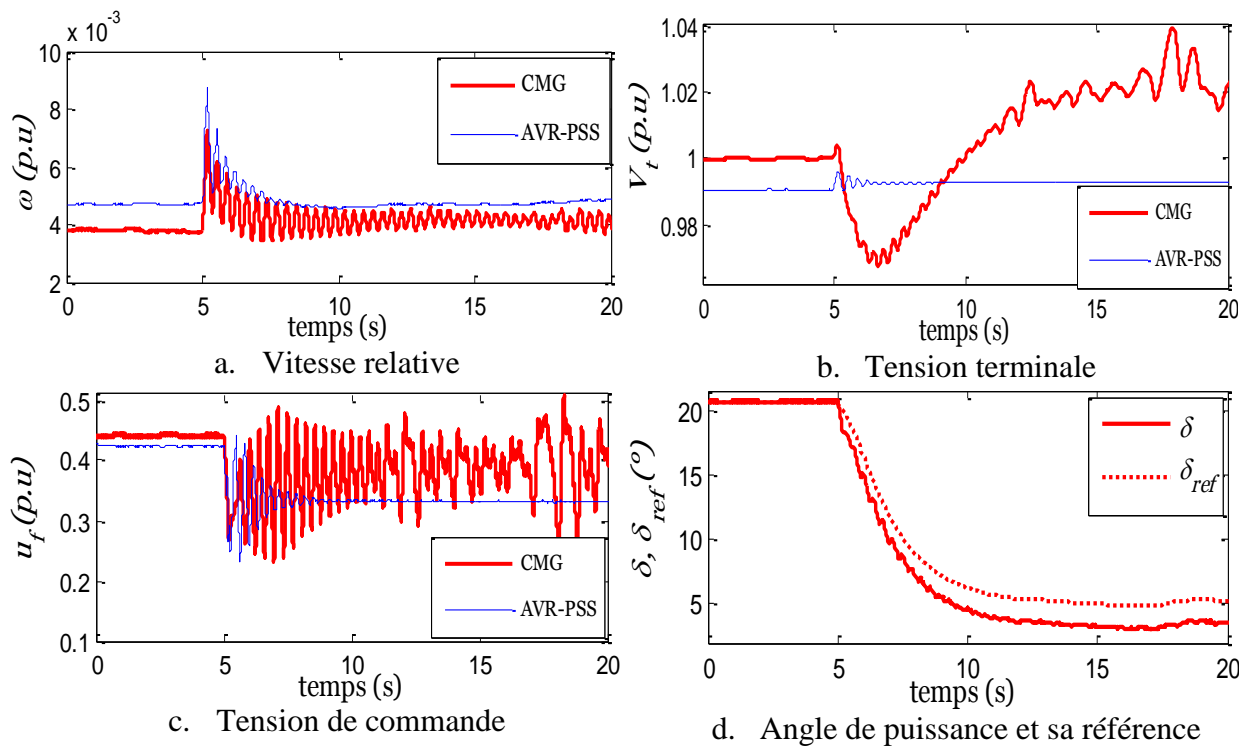


Fig.5.6 Test de robustesse, variation permanente de la charge

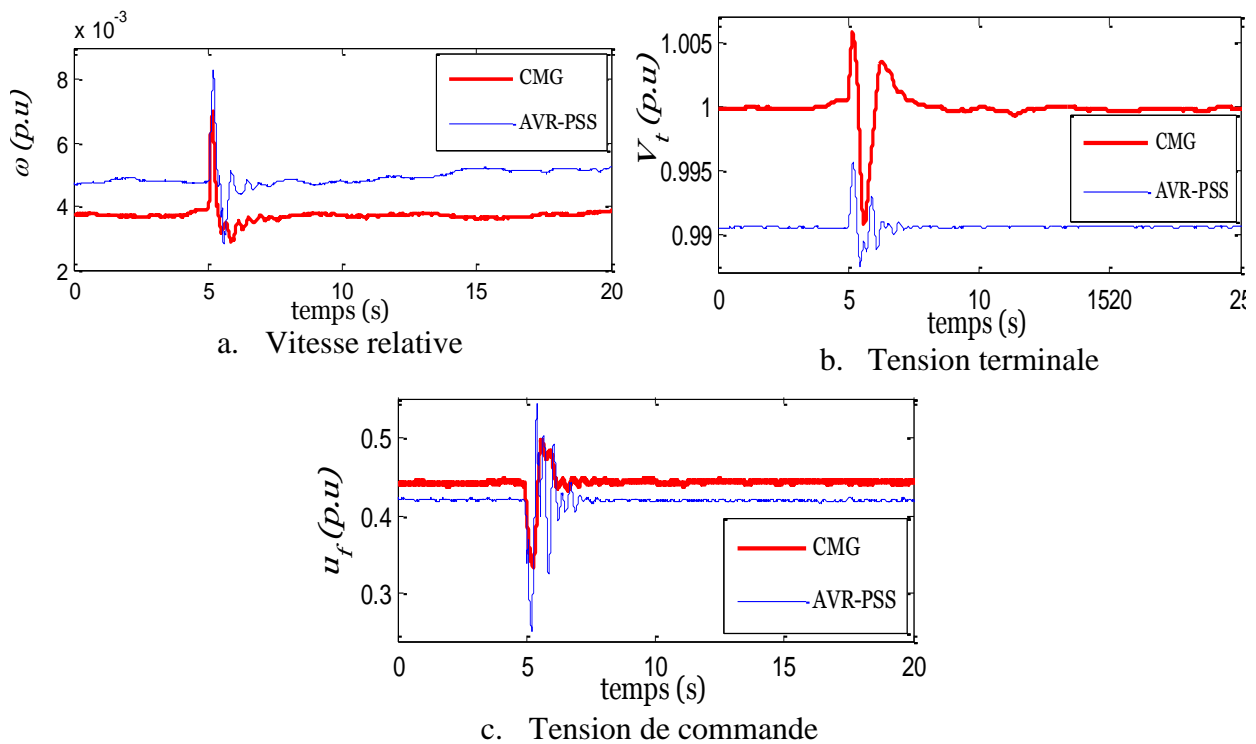


Fig.5.7 Test de robustesse, coupure intermittente d'une ligne

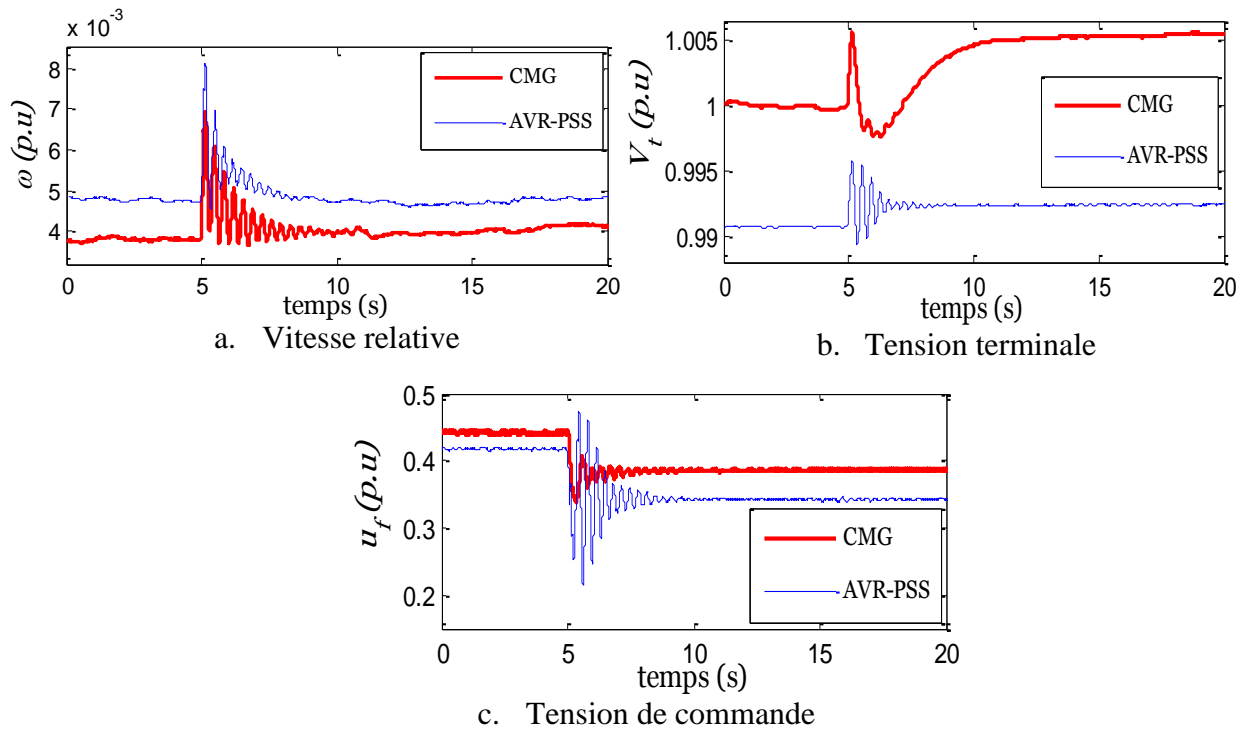


Fig.5.8 Test de robustesse, coupure permanente d'une ligne

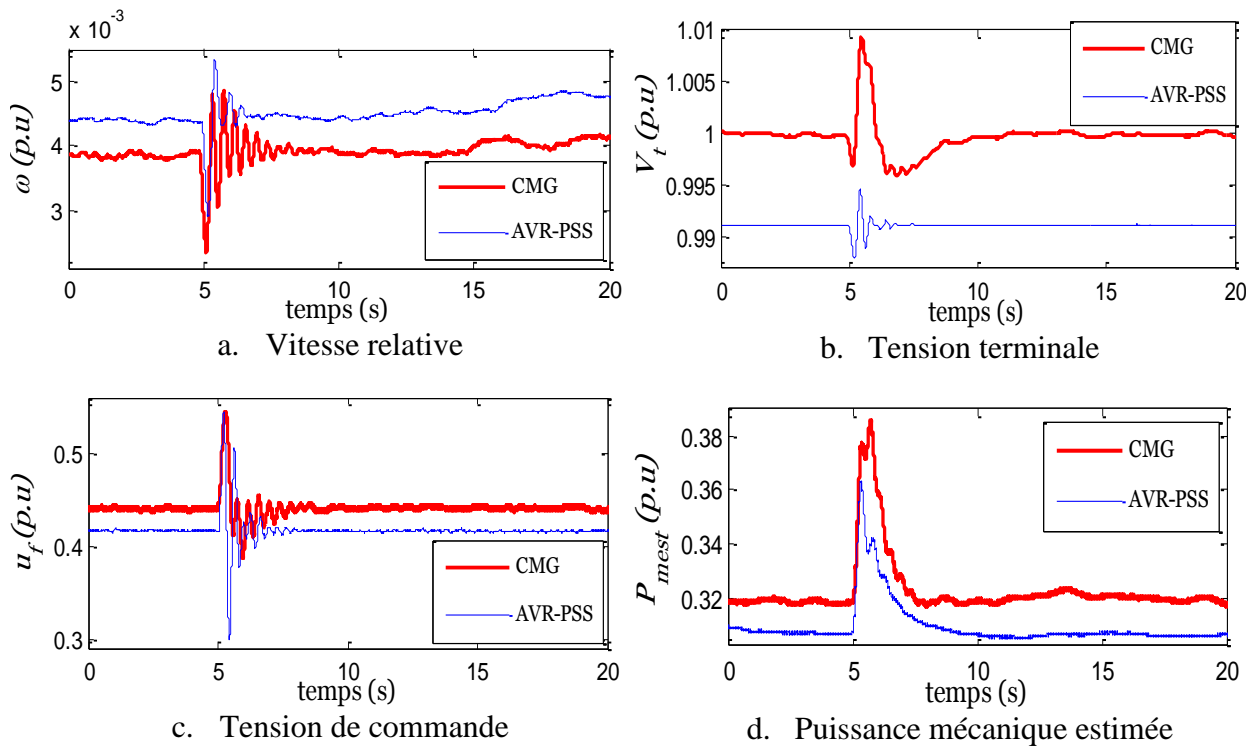


Fig.5.9 Test de robustesse, variation intermittente de la puissance mécanique

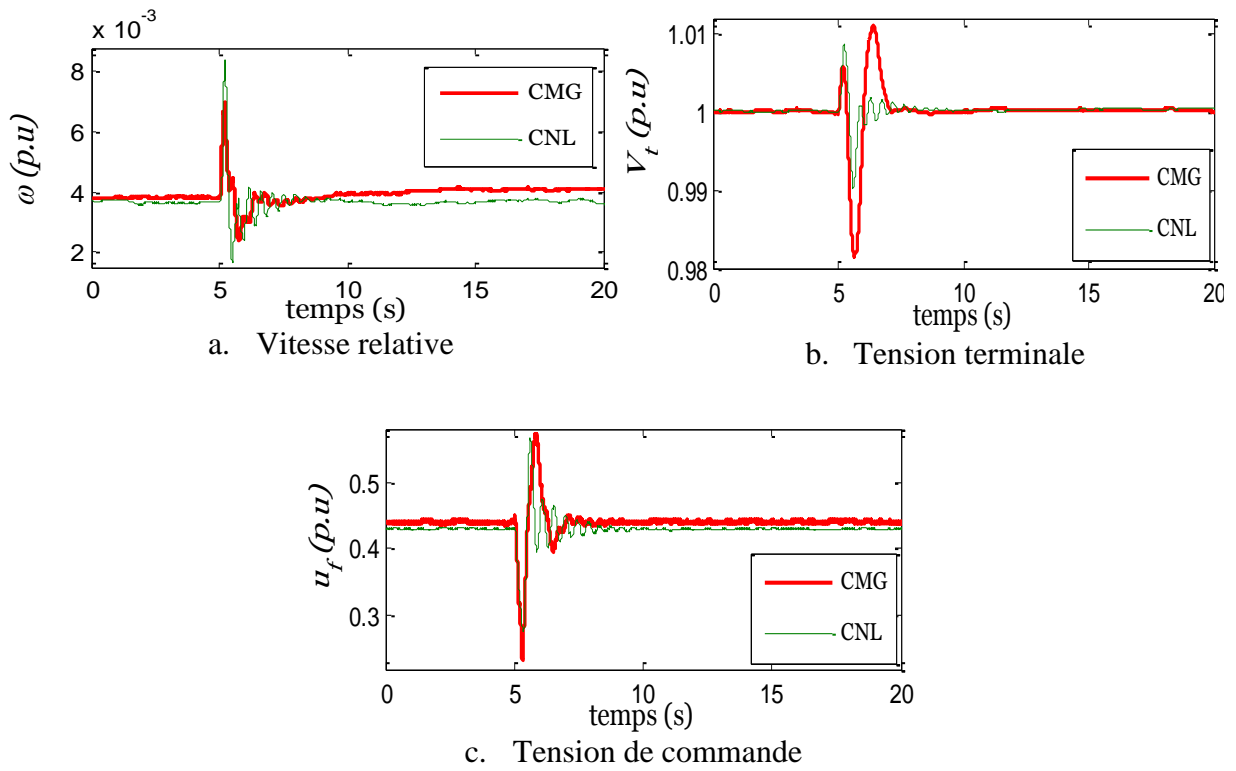


Fig.5.10 Test de robustesse, variation intermittente de la charge

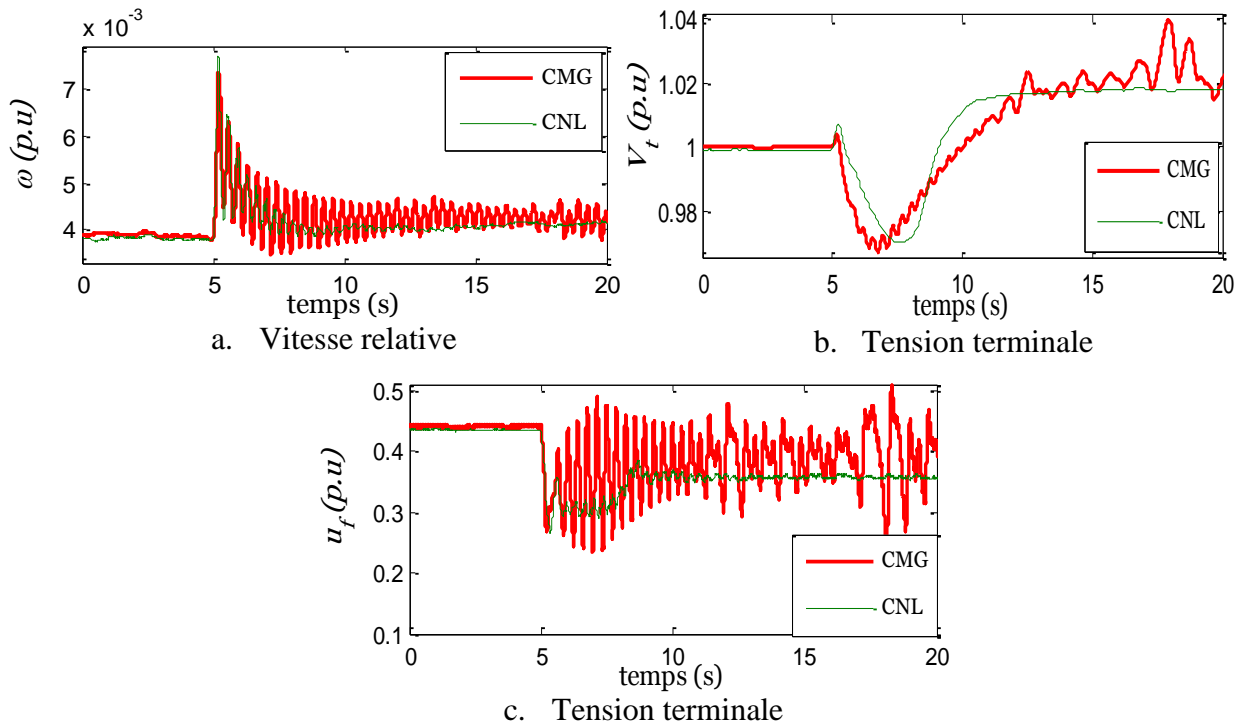


Fig.5.11 Test de robustesse, variation permanente de la charge

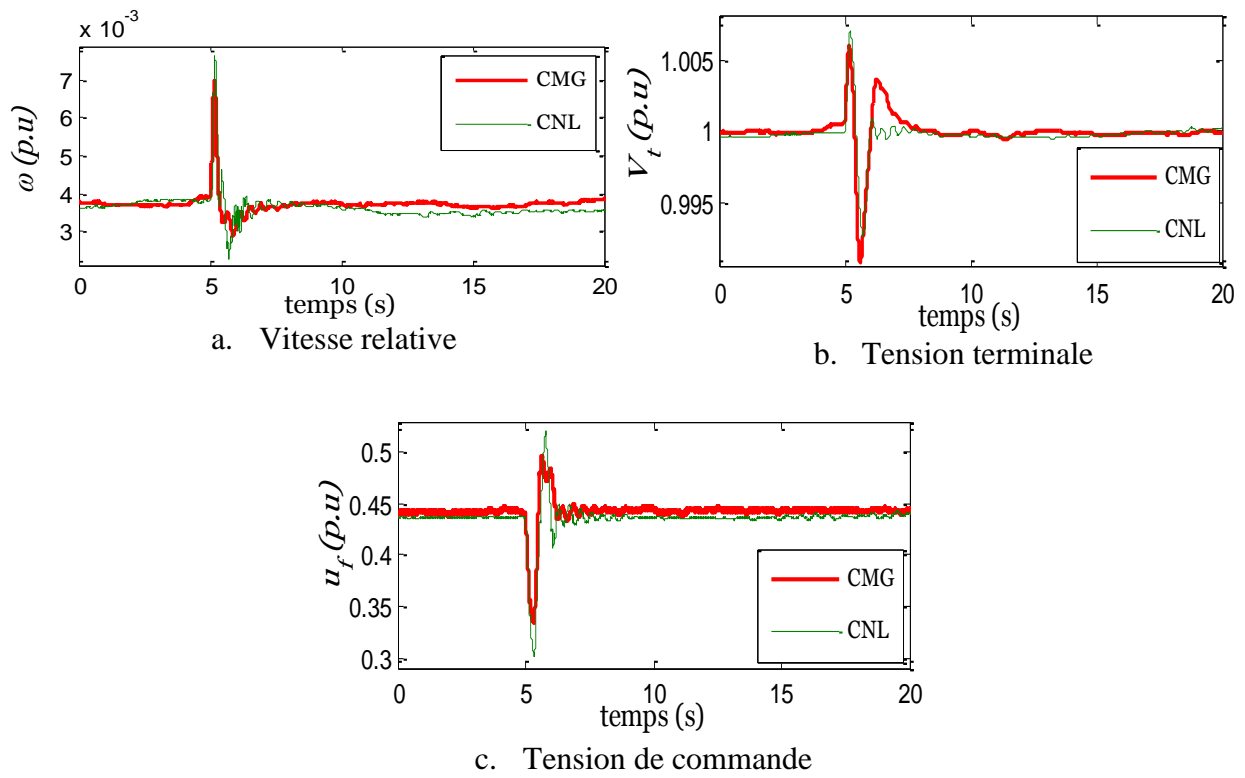


Fig.5.12 Test de robustesse, coupure intermittente d'une ligne

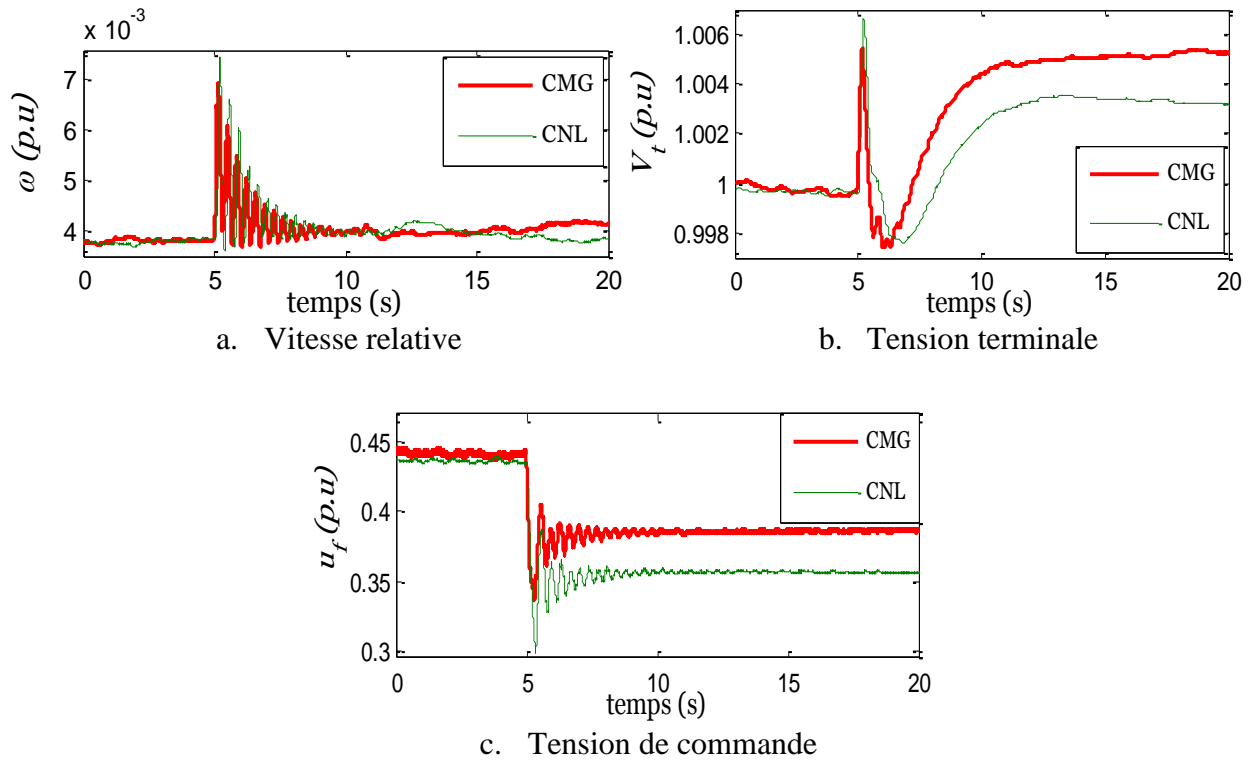


Fig.5.13 Test de robustesse, coupure permanente d'une ligne

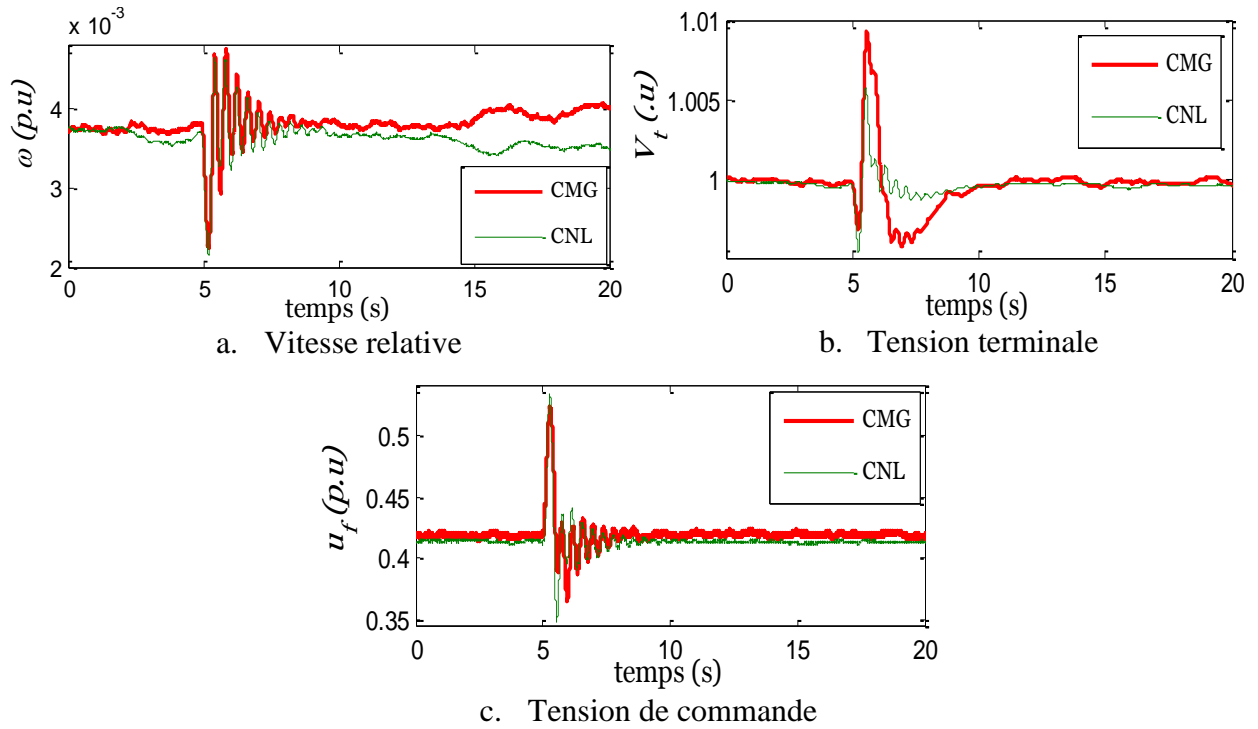


Fig.5.14 Test de robustesse, variation intermittente de la puissance mécanique

5.6 Discussion

Les résultats de la figure (Fig.5.3) montrent que la commande proposée régule efficacement la vitesse relative et la tension terminale du système hydrolien. La même figure prouve que les oscillations de la vitesse relative ainsi que les variations de la tension terminale sont très faibles, par conséquent le système hydrolien peut être directement couplé au réseau électrique sans risque majeur.

La figure (Fig.5.4) montre que si ε se rapproche de zéro, le système se stabilise plus vite, ce qui est mathématiquement justifié (équation (74)). L'inconvénient de ce rapprochement est que le comportement de la commande avec approximation se rapproche de celui de la commande avec signe et nous avons constaté que lors des perturbations la commande saturait en dessous de $\varepsilon = 0.6$. En fixant les autres paramètres du contrôleur, nous avons constaté une meilleure régulation de la tension terminale avec $\varepsilon = 0.8$, d'où son choix pour la suite des tests.

Les résultats du premier test comparatif (Fig.5.5, Fig.5.6, Fig.5.7, Fig.5.8, Fig.5.9) montrent globalement que la commande proposée est meilleure que l'AVR-PSS en termes de précision dans la régulation de la tension terminale. Cependant, il apparaît que lors d'une variation permanente de la charge triphasée, le régime transitoire avec l'AVR-PSS est meilleur que

celui avec la commande proposée (Fig.5.6). Sur la même figure, on constate qu'après la perturbation, une oscillation des grandeurs avec la commande proposée apparaît. Cette oscillation est certainement due à un problème de synchronisation lors de la variation de charge triphasée qui est réalisée manuellement par deux personnes. Par ailleurs, lors des coupures, intermittente et permanente d'une ligne, la commande proposée se comporte mieux que l'AVR-PSS dans la stabilisation du régime transitoire après perturbation (Fig.5.7, Fig.5.8).

Le deuxième test comparatif révèle que la commande proposée présente approximativement les mêmes performances que la commande non linéaire (CNL) développée dans [Ken 10]. Cela s'explique par le fait que le remplacement de la fonction signe par son approximation utilisée dans l'équation (73) rapproche le comportement de cette commande à celui de la commande CNL.

Tout comme la commande proposée, la commande CNL est plus précise que l'AVR-PSS dans la régulation de la tension terminale. Dans la stabilisation des régimes transitoires après perturbation, cette commande CNL est meilleure que l'AVR-PSS lors des coupures d'une ligne, par contre elle ne l'est pas lors de la variation permanente de la charge.

5.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons implanté sur un banc d'essai notre commande non linéaire développée dans le chapitre 3 pour le système hydrolien mono machine. Dans un premier temps, nous avons présenté ce banc d'essai, puis nous avons défini les conditions nécessaires pour le couplage d'un système de production d'énergie au réseau électrique de forte puissance. Dans un second temps, la commande par mode glissant proposée a été appliquée en pratique sur la roue polaire de la génératrice synchrone entraînée par la machine à courant continu. Lors de cet essai pratique, nous avons constaté que l'effet de chattering introduit par l'utilisation de la fonction signe rendait instable la loi de commande même après avoir utilisé un filtre passe bas du premier ordre. Nous avons résolu ce problème en remplaçant la fonction signe de la commande à modes glissant par l'une de ces approximations qui a donné des résultats pratiques satisfaisants. Pour justifier théoriquement ce choix pratique, nous avons prouvé mathématiquement la stabilité de cette nouvelle loi de commande. Enfin, les résultats issus du test pratique avec la nouvelle loi de commande sont comparés à ceux obtenus avec les commandes, non linéaire CNL et classique AVR-PSS. Il en résulte que dans la régulation de la tension terminale les commandes non linéaires sont plus précises que l'AVR-PSS et dans la stabilisation des régimes transitoires après perturbation, ces commandes non linéaires sont meilleurs que l'AVR-PSS pour certains tests et non pour d'autres.

Une suite intéressante de ce travail sera l'implantation sur un banc d'essai des lois de commandes non linéaires proposées pour les réseaux électriques multi-machines.

Bibliographie :

- [Aim 04] S.E. Aïmani. Thèse: Modélisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées dans un Réseau de Moyenne tension. Thèse de doctorat de l'école centrale et de l'université des sciences et technologie de Lille. Soutenue le 06 décembre 2004.
- [And 08] M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, J. Guiraud. Intégration d'une hydrolienne au réseau, MPPT et qualité de l'énergie. *Revue des énergies renouvelables Vol. 11 N°4 (2008) 493 – 502.*
- [Bel 08] B. Beltran, A.A. Tarek, M.E.H. Benbouzid. Sliding Mode Power Control of Variable Speed Wind Energy Conversion. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 23, N°. 2, June 2008.
- [Bel 10] B. Beltran. Thèse: Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur. Thèse de Doctorat de l'Université de Bretagne Occidentale, soutenue le 06 juillet 2010.
- [Ben 11] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, A.A. Tarek, I. Munteanu. Experimental Validation of a Marine Current Turbine Simulator: Application to a Permanent Magnet Synchronous Generator-Based System Second-Order Sliding Mode Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 58, N°. 1, January 2011.
- [Cou 08] V. Courtecuisse. Thèse: Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. Doctorat École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech, soutenue le 20 novembre 2008.
- [Dan 13] M. Dansoko, H. Nkwawo, B. Diourté, F. Floret, R. Goma, G. Kenne. Decentralized Sliding Mode Control for Marine Turbine Connected to Grid. 11th IFAC International Workshop on Adaptation and Learning in Control and Signal Processing, University of Caen Basse-Normandie, Caen, France, July 3-5, 2013 pp 293-298.
- [Gom 05] R. Goma. Thèse: Sur la Stabilisation des Réseaux Electriques: Mise en Œuvre sur Bancs d'Essais de Commandes non Linéaires. Thèse de doctorat, Université Paris XI, UFR Scientifique d'Orsay. Soutenue le 06 Décembre 2005.

- [Ken 10] G. Kenné, R. Goma, H. Nkwawo, F. Lamnabhi-Lagarigue, A. Arzandé, J.C. Vannier (2010). Real-time Transient Stabilization and Voltage Regulation of Power Generators with Unknown Mechanical Power Input. *ELSEVIER Energy Conversion and Management* 51 pp 218–224.
- [Pen 10] L. Peng. Thèse: Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension. Thèse de doctorat de l'école central de Lille. Soutenue le 17 juin 2010.
- [Tra 10] D.H. Tran. Thèse: Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne « passive » : analyse de robustesse, validation expérimentale. Thèse de doctorat de l'université de Toulouse. Soutenue le 27 septembre 2010.

Conclusion et perspectives

Ce travail de thèse traite du problème de connexion des systèmes de production d'énergie renouvelable au réseau électrique, plus précisément celui des systèmes hydroliens en configuration mono et multi-machine. Notre objectif était de proposer un modèle de ces différents systèmes hydroliens, puis de développer une stratégie de commande non linéaire robuste afin de permettre leur connexion avec succès au réseau électrique.

Compte tenu du fait que le système hydrolien est soumis à des contraintes hydrodynamiques, mécaniques et parfois électriques surtout pour les systèmes hydroliens multi-machines, il est nécessaire de proposer un modèle assez représentatif du système hydrolien afin de minimiser leur impact sur la qualité des signaux injectés sur le réseau.

Pour cela, nous avons modélisé, la marée en tenant compte des caractéristiques hydrographiques et géographiques du site du Raz de Sein (Bretagne, France), puis la turbine hydrolienne en tenant compte de l'inertie des masses tournantes et enfin, la génératrice synchrone à rotor bobiné en tenant compte de la connexion au réseau électrique. Par la suite, nous avons proposé deux modèles pour deux types de réseaux électriques multi-machines composés d'hydroliennes interconnectées. Le premier réseau, formé par deux hydroliennes est isolé tandis que le deuxième, formé par quatre hydroliennes est connecté à un bus infini. Le réseau d'interconnexion est modélisé en utilisant la technique des nœuds qui permet d'établir un lien entre les courants et tensions de tous les nœuds du réseau.

Sur la base des spécificités de chaque modèle développé, nous avons proposé dans cette thèse, trois lois de commande non linéaire qui ont permis d'assurer la stabilité dynamique des systèmes hydroliens connectés à un réseau électrique. La première loi de commande est développée pour un système hydrolien mono machine. Cette loi de commande est synthétisée à partir du modèle non linéaire d'ordre trois de la génératrice synchrone connectée au bus infini. La deuxième loi de commande est une commande décentralisée, obtenue à partir du modèle non linéaire d'un réseau électrique multi-machine composé de deux hydroliennes interconnectées. Ce modèle est obtenu à partir du modèle classique d'ordre trois d'un système

multi-machine que nous avons écrit en fonction de la dynamique de la puissance électrique afin que la commande proposée puisse être implémentable. La dernière loi de commande est aussi une commande décentralisée qui a été synthétisée à partir du modèle d'un réseau électrique multi-machine connecté à un bus infini. Ce réseau est constitué par quatre hydroliennes interconnectées et l'ensemble est connecté à un bus infini. Le modèle de ce réseau multi-machine connecté au bus infini est obtenu à partir de celui d'une génératrice synchrone connectée au bus infini que nous avons écrit en fonction des courants. Ces courants qui matérialisent les interactions multi-machines sont obtenus à partir de la modélisation du réseau d'interconnexion.

Toutes ces lois de commande reposent sur le concept de la structure variable et plus précisément sur la technique du mode glissant qui offre aux lois de commande proposées une convergence en temps fini. Elles régulent simultanément la fréquence et la tension de chaque système hydrolien en agissant uniquement sur une seule entrée, celle de l'excitation des génératrices synchrones. Cette aptitude de ces lois de commande offre la possibilité de connexion directe au réseau électrique (sans passer par un dispositif d'électronique de puissance) des différents systèmes hydroliens étudiés dans cette thèse.

Les résultats de simulation obtenus sous Matlab/Simulink nous ont prouvé que les stratégies de commande proposées régulent efficacement la tension et la fréquence des systèmes hydroliens étudiés. De plus, ils prouvent que ces stratégies de commandes améliorent leur régime transitoire après les perturbations de types électrique et mécanique. Ces résultats sont ensuite comparés à ceux obtenus avec les commandes, non linéaire CNL et classique AVR-PSS. L'étude comparative révèle que les correcteurs proposés sont plus performants et plus robustes que les commandes CNL et AVR-PSS.

Dans le souci de valider expérimentalement ces résultats de simulation, nous avons implanté sur un banc d'essai la commande non linéaire par mode glissant proposée pour le système hydrolien mono machine. Les résultats issus de cette implémentation n'étaient pas satisfaisants à cause du phénomène haute fréquence introduit par l'utilisation de la fonction signe. Par conséquent, nous l'avons remplacé par l'une de ses approximations qui est présentée dans le chapitre 5. Cette nouvelle loi de commande non linéaire ainsi que les commandes, non linéaire CNL et classique AVR-PSS sont implantées sur un banc d'essai. Le système hydrolien commandé est alors soumis à des perturbations afin d'étudier la robustesse de la commande proposée par rapport à celle des commandes, CNL et AVR-PSS. Il en résulte que les commandes, proposée et CNL sont plus précises et globalement plus robustes que l'AVR-PSS même si cette dernière a l'air de comporter mieux qu'elles lors de la variation permanente de charge.

Les contributions de cette thèse sont:

- Synthèse d'une loi de commande non linéaire multivariable (tension et fréquence) pour un système hydrolien connecté au réseau électrique.
- Développement de modèle pour les réseaux électriques multi-machines basé sur la dynamique de la puissance électrique.
- Synthèse des lois de commande non linéaires décentralisées et multivariables pour les réseaux électriques multi-machines en fonctionnement isolé et connectés à un bus infini.
- Implantation sur banc d'essai d'une commande non linéaire multivariable pour un système hydrolien connecté au réseau électrique de forte puissance.

En ce qui concerne les futurs travaux, les différentes pistes peuvent être explorées ou du moins améliorées. Il s'agit de:

- L'affinement du modèle multi-machine proposé pour le réseau électrique local composé de deux génératrices synchrones. Ce modèle utilise la réactance de la ligne de transmission qui entre dans la construction de l'angle de puissance. Dans la stratégie de commande que nous avons proposé, l'utilisation du modèle de cet angle de puissance est obligatoire pour assurer la régulation de la tension terminale. Si le réseau est composé de trois génératrices ou plus, alors chaque génératrice sera reliée au réseau par au moins deux lignes de transmission. Dans ces conditions, on ne saura pas comment utiliser la réactance de ces lignes pour construire le modèle de l'angle de puissance. Il sera donc intéressant de revoir le modèle multi-machine proposé pour le réseau électrique local afin qu'il puisse être adapté à un réseau de plus de deux génératrices.

- L'amélioration de la technique de commande. Cette technique suppose que les variations de la puissance mécaniques sont faibles, par conséquent, dans la synthèse du correcteur sa dérivée disparaît. Il sera intéressant de prendre en compte ces variations dans la synthèse du correcteur et, d'étudier son apport par rapport à la technique utilisée dans cette thèse.
- Les paramètres du système (machine synchrone, ligne) entrant dans la conception des contrôleurs non linéaires proposés ont été identifiés à froid. Dans le même souci d'amélioration de la loi de commande proposée, une identification en temps réel de certains de ces paramètres serait nécessaire.
- La validation expérimentale des lois de commande décentralisées, proposées pour les réseaux électriques multimachines. Les résultats obtenus grâce à ces lois de commande sont très satisfaisants en simulation, alors une suite intéressante de ce

travail pourrait se focaliser sur l'étude en pratique du comportement de ces lois de commande.

Concernant l'affinement du modèle multi-machine pour le réseau électrique local, un nouveau modèle est en voie de développement. Ce modèle utilise uniquement les paramètres de la machine pour construire l'angle de puissance, ce qui élimine les réactances des lignes qui interviennent dans les modèles présentés dans cette thèse. À ce jour, la commande non linéaire conçue sur la base de ce modèle manque de précision dans la régulation de la tension terminale.

En ce qui concerne l'amélioration des lois de commande proposées, une dérivée de la puissance mécanique fournie par la turbine hydrolienne peut être obtenue à travers le modèle du coefficient de puissance. Sur la base de cette considération, nous synthétiserons dans les jours à venir, la nouvelle loi de commande prenant en compte la dynamique mécanique de la turbine hydrolienne.

Dans la même logique d'amélioration, nous pensons que les paramètres du système susceptibles de varier sont les réactances de la machine synchrone et de la ligne, par conséquent, nous verrons dans quelle mesure nous pourrions les estimer en ligne.

Pour ce qui concerne la validation expérimentale des lois de commande décentralisée, nous avons monté le banc d'essai composé de deux génératrices synchrones au Laboratoire du Département Energie de l'Ecole Supérieure d'Electricité (SUPELEC) (voir Fig.5.1). Malheureusement, un problème mécanique, survenu sur l'arbre d'entraînement qui relie la machine à courant continu à la génératrice synchrone a retardé l'implantation de nos lois de commandes décentralisées. Cette mise en œuvre sur un banc d'essai de ces commandes décentralisées fera l'objet de nos prochaines investigations.

Annexes

Annexe 1.

Réduction de la taille d'un réseau électrique multimachine

Dans les réseaux électriques multi-machines, aucun courant n'est généré au niveau des nœuds de charge, par conséquent, ces nœuds peuvent être éliminés afin de réduire la taille de ces réseaux. Pour cette réduction de la taille du réseau, on fait généralement recours à la méthode de Kron ou à celle des sous matrices complexes.

1.1 Méthode de Kron

Soit la matrice d'admittance nodale $\bar{Y}_{rés}$ obtenue à partir de la modélisation du réseau d'interconnexion qui prend en compte les nœuds générateurs et les nœuds de charge.

$$\bar{Y}_{rés} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \dots & \bar{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & \dots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix}$$

Cette matrice carrée d'ordre n peut être réduite en une matrice carrée \bar{Y}_{red} d'ordre $n-1$ en éliminant un nœud de charge. Si k désigne le numéro du nœud de charge à éliminer, les éléments des $(n-1)$ lignes et colonnes de la matrice réduite peuvent être obtenus à partir de la formule de Kron suivante:

$$\bar{Y}_{red\,ij} = \bar{Y}_{rés\,ij} - \frac{\bar{Y}_{rés\,ik} \bar{Y}_{rés\,kj}}{\bar{Y}_{rés\,kk}} \quad (a.1)$$

avec $i=1,2,\dots,k-1,k+1,\dots,n$, et $j=1,2,\dots,k-1,k+1,\dots,n$.

En appliquant successivement cette formule de Kron, on obtient la matrice d'admittance réduite en éliminant tous les nœuds de charge. Dans ce cas, cette matrice permettra d'établir un lien entre les courants et les tensions des nœuds générateurs, comme le montre l'équation ci-dessous.

$$\bar{I}_g = \bar{Y}_{red} \bar{V}_t$$

\bar{I}_g : Vecteur de courants injectés dans le réseau par les générateurs.

\bar{V}_t : Vecteur de tensions au niveau des nœuds générateurs.

\bar{Y}_{red} : Matrice d'admittance réduite.

1.2 Méthode des sous matrices complexes

Pour réduire la taille du réseau, on peut aussi utiliser la méthode des sous matrices complexes. Cette méthode consiste à organiser le modèle du réseau de manière à avoir un sous vecteur des courants au niveau des nœuds générateurs et un sous vecteurs des courants au niveau des nœud de charge. En considérant le modèle du réseau d'interconnexion définit comme suit:

$$\bar{I} = \bar{Y}_{rés} \bar{V}$$

avec \bar{I} vecteur des courants injectés aux nœuds, \bar{V} vecteur des tensions de nœud et $\bar{Y}_{rés}$ matrice d'admittance des nœuds du réseau (nœuds générateurs et nœuds de charge), nous pouvons réorganiser cette équation de la manière suivante:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_g \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_1 & \bar{Y}_2 \\ \bar{Y}_3 & \bar{Y}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_t \\ \bar{V}_n \end{bmatrix}.$$

\bar{I}_g est un sous vecteur de \bar{I} , composé uniquement par les courants générateurs et \bar{I}_n le sous vecteur qui est composé uniquement par les courants au niveau des charges. $\bar{Y}_1, \bar{Y}_2, \bar{Y}_3, \bar{Y}_4$ sont des sous matrices complexes de la matrice d'admittance du réseau d'interconnexion. Comme aucun courant n'est généré au niveau des charges, alors, la prise en compte de celles-ci dans la synthèse de la matrice d'admittance permet de considérer les courants \bar{I}_n nuls. Sous cette hypothèse, on peut calculer la matrice d'admittance réduite du réseau qui établit un lien entre les courants et les tensions des nœuds générateurs en utilisant l'équation matricielle suivante:

$$\bar{Y}_{red} = \bar{Y}_1 - \bar{Y}_2 \bar{Y}_4^{-1} \bar{Y}_3 \quad (a.2)$$

Annexe 2.

Paramètres du système hydrolien

2.1 Paramètres de la machine synchrone

Vitesse de Synchronisme:	$\omega_s=314.159\text{rad/s}$
Coefficient de frottement:	$D=0.1 \text{ p.u.}$
Constante d'inertie du rotor:	$H=0.576 \text{ s}$
Réactance synchrone d'axe direct:	$X_d=0.894 \text{ p.u.}$
Réactance transitoire d'axe direct:	$X'_d = 0.620 \text{ p.u.}$
Constante de temps transitoire d'axe direct en circuit ouvert:	$T'_{d0} = 0.44 \text{ s}$
Réactance de la ligne de transmission:	$X_L=0.294 \text{ p.u.}$

2.2 Paramètres de la machine à courant continu

Résistance de l'induit:	$R_s=0.5\Omega$
Inductance de l'induit:	$L_s=4.10^{-3}H$
Résistance de l'inducteur:	$R_f=60\Omega$
Moment d'inertie:	$J=70.1^{0-3} \text{ Kg.m}^2$
Constante de la machine:	$K=0.560$

2.3 Paramètres des contrôleurs proposés

- Simulation

❖ *Système hydrolien mono machine*

$$a=0.5 \quad \lambda=0.25 \quad K=1$$

❖ *Système hydrolien multi-machine*

$$a=0.5 \quad \lambda=0.25 \quad K=2$$

- Implémentation système hydrolien mono machine

$$a=10 \quad \lambda=1.5 \quad K=30$$

Résumé

L'objectif de cette thèse est de développer des stratégies de commande non linéaire et robuste afin d'assurer une connexion avec succès des systèmes hydroliens dans un réseau électrique de forte puissance. Il s'agira en plus, d'étudier en simulation et en pratique le comportement dynamique de ses systèmes hydroliens commandés suite à des perturbations sévères.

Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à la modélisation de tous les éléments de la chaîne de production d'énergie hydrolienne, en partant de la marée jusqu'à la génératrice synchrone.

Dans un second temps, nous avons proposé trois lois de commande non linéaire; une pour un système hydrolien mono machine et les deux autres pour deux types de réseau électrique multi-machine. La stabilité de ces lois de commandes est prouvée en utilisant la méthode de Lyapunov et les propriétés spécifiques à la structure variable. La particularité de ces lois de commandes est qu'elles régulent simultanément la tension terminale et la fréquence en agissant uniquement sur l'excitation de la génératrice synchrone.

Finalement, nous avons étudié en simulation le comportement dynamique des systèmes hydroliens commandés et les résultats obtenus sous perturbations électrique et mécanique ont montré l'efficacité de la commande proposée par rapport aux commandes CNL et AVR-PSS. Dans un souci de valider pratiquement ces résultats de simulation, la commande non linéaire proposée pour le système hydrolien mono machine est implantée sur un banc d'essai. Les résultats satisfaisants obtenus sous perturbations soutenues sont ensuite comparés à ceux obtenus pratiquement avec les commandes, CNL et AVR-PSS.

Modeling and non linear control of marine turbines connected to an electrical network

Abstract:

This thesis develops nonlinear and robust control strategies in order to ensure a successful connection of marine turbine systems into grid. In addition, it is a question to examine in simulation and practice the dynamic behavior of controlled marine turbine systems under severe perturbations.

Firstly, we have modeled all production chain elements of marine turbine system.

Secondly, we have proposed three nonlinear control strategies; one for marine turbine system single machine connected to infinite bus and the both others for two multimachine electrical networks. The developed strategies control stability is proven mathematically by using Lyapunov method and one specific property of variable structure. These strategies control particularity is the two outputs regulation (terminal voltage and frequency) through a single input (synchronous machine excitation).

Finally, simulation results under mechanical and electrical perturbations are presented in order to highlight the robustness qualities of the proposed controllers compared to nonlinear controller CNL and classical AVR-PSS. In view of industrial applications, the proposed control for marine turbine single machine system is implemented on experimental bench. The obtained practical results under hard perturbations are very satisfactory. These results are used to realize a comparative study between the proposed control, the CNL and the AVR-PSS.